STRATÉGIE SUR LA QUALITÉ DE L'AIR TRANSFRONTALIER

Étude de faisabilité concernant les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission au Canada et aux États-Unis

ACCORD CANADA–ÉTATS-UNIS SUR LA QUALITÉ DE L'AIR

CATALOGAGE AVANT PUBLICATION DE BIBLIOTHÈQUE ET ARCHIVES CANADA

Étude de faisabilité concernant les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission au Canada et aux États-Unis.

Publ. aussi en anglais sous le titre : *Canada-United States Emissions Cap and Trading Feasibility Study.*
Comprend des réf. bibliogr. : p.
Également disponible sur l'Internet.
ISBN 0-662-74126-9
N° de cat. : En4-49/2005F

1. Air–Pollution–Échanges de droits d'émission–Canada.
2. Air–Pollution–Échanges de droits d'émission–États-Unis.
3. Air–Qualité–Gestion–Canada.
4. Air–Qualité–Gestion–États-Unis.
5. Environnement–Surveillance–Canada.
6. Pollution transfrontière–États-Unis.
7. Environnement–Surveillance–États-Unis.
8. Pollution transfrontière–Canada.

I. Canada. Environnement Canada.

TD883.7.N7C3614 2005 363.739'26'0971 C2005-980149-2

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS, VEUILLEZ ÉCRIRE AUX ADRESSES SUIVANTES :

Au Canada

Direction des questions atmosphériques transfrontalières
Environnement Canada
351, boul. Saint-Joseph
11e étage, place Vincent-Massey
Gatineau (Québec) K1A 0H3

Internet :
http://www.ec.gc.ca/cleanair-airpur/Canada-_United_States-WS105E2511-1_Fr.htm

Aux États-Unis

Clean Air Markets Division
U.S. Environmental Protection Agency
Mail Code 6204J
1200 Pennsylvania Avenue, NW
Washington, DC 20460

Internet :
www.epa.gov/airmarkets/usca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada (Environnement Canada) 2005.

Étude de faisabilité concernant les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission au Canada et aux États-Unis

TABLE DES MATIÈRES

Résumé ix

Introduction xiv

Chapitre A : Qualité de l'air 1
- A.1 APERÇU 1
- A.2 PROBLÈMES COMMUNS DE QUALITÉ DE L'AIR 3
- A.3 ÉMISSIONS DE PRÉCURSEURS : SOURCES ET RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DU SO_2 ET DES NO_X 6
- A.4 RÉGIONS SOURCES D'IMPORTANCE COMMUNE 10
- A.5 SOMMAIRE 13
- A.6 BIBLIOGRAPHIE 14

Chapitre B : Contexte juridique 15
- B.1 ÉTATS-UNIS 15
- B.2 CANADA 26
- B.3 SOMMAIRE 32

Chapitre C : Applicabilité 35
- C.1 VUE D'ENSEMBLE DES PRINCIPES 35
- C.2 SOURCES DE SO_2 ET DE NO_X ET RÉPARTITION DES TYPES DE COMBUSTIBLES 37
- C.3 TECHNIQUES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE SO_2 ET DE NO_X 43
- C.4 DISPOSITIONS D'ADHÉSION À UN PROGRAMME 46
- C.5 SOMMAIRE 48
- C.6 BIBLIOGRAPHIE 49

Chapitre D : Surveillance et déclaration des émissions 51
- D.1 PRINCIPES 51
- D.2 SURVEILLANCE ET DÉCLARATION DES ÉMISSIONS AUX ÉTATS-UNIS 52
- D.3 PROTOCOLE D'ENVIRONNEMENT CANADA POUR LES SYSTÈMES DE SURVEILLANCE CONTINUE DES ÉMISSIONS (RAPPORT SPE 1/PG/7) 71
- D.4 ANALYSE 72
- D.5 SOMMAIRE 76
- D.6 BIBLIOGRAPHIE 77

Chapitre E : Utilisation des droits d'émission 79
- E.1 UNITÉS DE MESURE 79
- E.2 NUMÉROTATION DES DROITS 79
- E.3 ATTRIBUTION DES DROITS 80
- E.4 ÉCHÉANCIER DE L'ATTRIBUTION DE DROITS 84
- E.5 MISE EN RÉSERVE 84
- E.6 EMPRUNTS 85
- E.7 DROITS DE PROPRIÉTÉ 85
- E.8 TRANSPARENCE 85
- E.9 MISES DE CÔTÉ 86
- E.10 GESTION COMPTABLE DES DROITS D'ÉMISSION 86
- E.11 INCIDENCES FISCALES 87

E.12 EXPÉRIENCE AMÉRICAINE DE L'UTILISATION DES DROITS D'ÉMISSION 87
E.13 SOMMAIRE 92

Chapitre F : Registre électronique d'échange de droits d'émission : Systèmes de données pour le suivi des émissions et des droits d'émission 93
F.1 PRINCIPES DE CONCEPTION D'UN REGISTRE ÉLECTRONIQUE 93
F.2 ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REGISTRE 94
F.3 CENTRALISATION 96
F.4 L'EXPÉRIENCE DES ÉTATS-UNIS RELATIVEMENT AUX SYSTÈMES DE SUIVI DES DONNÉES 97
F.5 EXPÉRIENCE DU CANADA RELATIVEMENT AUX SYSTÈMES DE SUIVI DES DONNÉES 100
F.6 SOMMAIRE 100

Chapitre G : Respect et application de la réglementation 103
G.1 APERÇU DU RESPECT DE LA RÉGLEMENTATION 103
G.2 APPLICATION DE LA RÉGLEMENTATION 105
G.3 L'EXPÉRIENCE AMÉRICAINE DU RESPECT ET DE L'APPLICATION DE LA RÉGLEMENTATION 106
G.4 RESPECT ET APPLICATION DE LA LOI AU CANADA 108
G.5 SOMMAIRE 109

Chapitre H : Élaboration d'outils analytiques et analyse de faisabilité 111
H.1 ÉLABORATION ET DESCRIPTION D'OUTILS ANALYTIQUES MIXTES 111
H.2 SCÉNARIOS DE MODÉLISATION D'UN PROGRAMME TRANSFRONTALIER DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DES ÉMISSIONS DE SO_2 ET DE NO_x 120
H.3 RÉSULTATS CONCERNANT LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE, À L'AIDE DE L'INTEGRATED PLANNING MODEL 121
H.4 RÉSULTATS DES MODÉLISATIONS DE LA QUALITÉ DE L'AIR 128
H.5 SOMMAIRE DE L'ÉLABORATION D'ANALYSES DE FAISABILITÉ ET D'OUTILS ANALYTIQUES 134
H.6 BIBLIOGRAPHIE 135

LISTE DES TABLEAUX

Tableau A-1 Concentration moyenne et pourcentage de la contribution de la masse de $P_{2,5}$ de certains États à certains secteurs de catégorie 1 (Acadia, eaux limitrophes, Dolly Sods) 12

Tableau D-1 Mesures essentielles exigées par les programmes de plafonnement et d'échange aux États-Unis 53

Tableau D-2 Options de surveillance prévues à la Partie 75 55

Tableau D-3 SSCE requis pour les programmes américains de plafonnement et d'échange 56

Tableau D-4 Unités à faibles émissions massiques 59

Tableau D-5 Essais de certification exigés en vertu de la Partie 75 62

Tableau D-6 Essais d'AQ actuellement requis pour les sources déclarant des données toute l'année 64

Tableau E-1 Aperçu de l'utilisation des droits d'émission — programmes américains relatifs aux émissions de SO_2 et de NO_x 88

Tableau F-1 Données sur les émissions devant être produites chaque semestre 98

Tableau H-1 Capacité de production d'électricité existante, États-Unis et Canada, par source d'énergie 114

Tableau H-2 Données indiquant les changements prédits dans les paramètres environnementaux, selon une modélisation de la qualité de l'air d'un scénario transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission 118

Tableau H-3 Plafond des émissions pour les États-Unis et le Canada 120

LISTE DES FIGURES

Figure A-1 Concentrations moyennes de $P_{2,5}$ ($\mu g/m^3$) aux stations à échantillonnage dichotomique (Canada) et aux stations FRM (Federal Reference Monitor) américaines dans la région frontalière (2000-2003) 5

Figure A-2 Concentrations d'ozone (ppM) dans la région frontalière canado-américaine (moyenne du quatrième maximum quotidien (sur un intervalle de 8 h) de l'année, 2000-2002) 5

Figure A-3 Moyenne du dépôt humide de sulfates, 1990-1994 6

Figure A-4 Dépôt humide annuel de sulfates, 2002 6

Figure A-5 Moyenne du dépôt humide de nitrates, 1990-1994 7

Figure A-6 Dépôt humide annuel de nitrates, 2002 7

Figure A-7 Répartition géographique des émissions canadiennes (2000) et américaines (2001) de SO_2 8

Figure A-8 Répartition géographique des émissions canadiennes (2000) et américaines (2001) de NO_X 8

Figure A-9 Émissions canadiennes et américaines de SO_2 et de NO_X, par pays et par secteur, 2002 9

Figure A-10 Diagramme combiné de la QTBA obtenu au moyen des mesures des concentrations de $P_{2,5}$ effectuées pendant les mois chauds (de mai à septembre) des années 2000 et 2001 10

Figure A-11 Concentrations moyennes ($\mu g/m^3$) des $P_{2,5}$ et de leurs constituants par État et par province 11

Figure A-12 Image satellitaire de l'épisode de particules lors d'un l'incendie de forêt au Québec, en juillet 2002 13

Figure B-1 CAIR : Région visée et plafonds des émissions 24

Figure C-1 Fractions de la production d'électricité par type de combustible (2000) 39

Figure C-2 Production totale d'électricité par type de combustible, 2002 40

Figure D-1 Aperçu des activités de surveillance continue des émissions visées par la Partie 75 54

Figure D-2 Processus de certification d'un système de surveillance 60

Figure F-1 Exemple de renseignements sur le code d'état et dans le compte rendu trimestriel sommaire de commentaires 98

Figure F-2 Conciliation des droits d'émission 99

Figure H-1 Production d'électricité au Canada et aux États-Unis, 2003 113

Figure H-2 Emplacements et caractéristiques des centrales à combustibles fossiles des États-Unis et du Canada qui sont utilisées dans le IPM 113

Figure H-3 Carte du domaine de modélisation AURAMS utilisé dans l'étude de faisabilité 119

Figure H-4 Carte du domaine de modélisation CMAQ utilisé pour la CAIR 119

Figure H-5 Régions Est et Ouest du modèle concernant les NO_X 122

Figure H-6 Émissions annuelles de SO_2 en 2010 et en 2020; comparaison entre le scénario de référence (sans plafond au Canada) et le scénario d'échange (avec plafonds au Canada et avec échanges transfrontaliers) 122

Figure H-7 Émissions annuelles de NO_X en 2010 et en 2020; comparaison entre le scénario de référence (sans plafond au Canada) et le scénario d'échange (avec plafonds au Canada et avec échanges transfrontaliers) 123

Figure H-8 Émissions estivales de NO_X en 2010 et en 2020; comparaison entre le scénario de référence (sans plafond au Canada) et le scénario d'échange (avec plafonds au Canada et avec échanges transfrontaliers) 123

Figure H-9 Émissions de SO_2 et de NO_X provenant du secteur de l'électricité aux États-Unis – scénario de référence, Clear Skies U.S. et scénario d'échange 124

Figure H-10 Émissions de SO_2 et de NO_X provenant du secteur de l'électricité au Canada – scénario de référence et scénario d'échange 124

Figure H-11 Coûts annuels additionnels au scénario de référence, pour le secteur de l'énergie électrique aux États-Unis, du scénario d'échange 125

Figure H-12 Coûts annuels additionnels, pour le secteur de l'énergie électrique au Canada du scénario d'échange 126

Figure H-13 Scénarios d'échange et de référence, Clear Skies U.S. – combinaison des sources de production d'électricité aux États-Unis 127

Figure H-14 Scénarios d'échange et de référence – combinaison des sources de production d'électricité au Canada 127

Figure H-15 Variation en pourcentage des particules fines annuelles en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence en 2010 (CMAQ) 129

Figure H-16 Variation en pourcentage des particules fines annuelles en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence en 2020 (CMAQ) 129

Figure H-17 Variation absolue des particules fines annuelles ($\mu g/m^3$) en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence en 2020 (CMAQ) 130

Figure H-18 Différence absolue de la concentration de $P_{2,5}$, en comparant le scénario d'échange avec le scénario de référence au cours de l'épisode hivernal de 2020 (AURAMS) 130

Figure H-19 Différence absolue de la concentration de $P_{2,5}$, en comparant le scénario d'échange avec le scénario de référence au cours de l'épisode estival de 2020 (AURAMS) 131

Figure H-20 Différence absolue entre le scénario d'échange et le scénario de référence pour le maximum quotidien d'ozone troposphérique (ppM) au cours de l'épisode estival de 2020 (AURAMS) 131

Figure H-21 Variation en pourcentage des dépôts de soufre en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence, en 2020 (CMAQ) 132

Figure H-22 Variation en pourcentage des dépôts d'azote en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence, en 2020 (CMAQ) 133

Figure H-23 Variation absolue de la visibilité (en deciviews) en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence, en 2020 (CMAQ) 134

RÉSUMÉ

L'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air de 1991 a établi un cadre flexible de lutte contre la pollution atmosphérique transfrontalière. En juin 2003, le Canada et les États-Unis ont mis en marche trois programmes mixtes biennaux, dont l'un porte sur la faisabilité de mettre au point un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange de droits pour les émissions d'oxydes d'azote (NO_X) et de dioxyde de soufre (SO_2), ces émissions étant les principales sources des particules fines, du smog, de la brume régionale et des pluies acides dans la région transfrontalière.

L'EPA américaine et Environnement Canada ont examiné les éléments essentiels des programmes américains de plafonnement et d'échange et mis au point des instruments de modélisation économique et de la qualité de l'air afin qu'on puisse évaluer les incidences environnementales et économiques possibles de l'échange transfrontalier de droits d'émission de SO_2 et de NO_X.

Dans cette étude de faisabilité, l'accent a été mis sur les producteurs d'électricité dont les centrales sont alimentées aux combustibles fossiles et qui sont des émetteurs de SO_2 et de NO_X, aux États-Unis comme au Canada. Présentement, plus de 3 800 centrales électriques aux États-Unis participent au programme national de plafonnement et d'échange pour les émissions de SO_2 (le programme américain de lutte contre les pluies acides). En outre, plus de 2 600 exploitants de grandes chaudières industrielles et centrales électriques américaines participent au programme estival régional de plafonnement et d'échange de droits pour les émissions de NO_X. Depuis sa mise en œuvre en 1995, le programme de lutte contre les pluies acides a permis de réduire les émissions de SO_2 de 32 % par rapport à 1990, alors que la production d'électricité s'est accrue de 30 % durant cette même période. Ces installations ont pu réduire leurs émissions jusqu'aux plafonds imposés à bien meilleur coût parce que le mécanisme d'échange offre aux sources une souplesse qui leur permet de recourir aux options les moins coûteuses. Parallèlement, les plafonds imposés aux émissions ont fourni l'impulsion nécessaire à l'innovation technologique en matière de dépollution et assuré la concrétisation des réductions souhaitées. Enfin, grâce à des exigences élevées de surveillance et de déclaration des émissions, ainsi qu'à une application rigoureuse de la loi, les programmes américains de plafonnement et d'échange ont assuré à la fois un haut degré de conformité et l'intégrité des marchés des crédits.

Le présent rapport met au jour plusieurs constatations essentielles.

- Les États-Unis et le Canada ont en commun trois grands problèmes transfrontaliers de qualité de l'air : les particules fines ($P_{2,5}$), l'ozone troposphérique, ou au niveau du sol (O_3), et le dépôt acide. Le SO_2 et les NO_X comptent parmi les principaux précurseurs des $P_{2,5}$, de l'ozone (ou smog) et du dépôt acide dans les deux pays. (Voir *Ground-Level Ozone: Occurrence and Transport in Eastern North America* et *Transboundary PM Science Assessment* à **http://www.epa.gov/airmarkets/usca/index.html** ou **http://www.ec.gc.ca/cleanair-airpur/Can-US_Border_Air_Quality_Strategy-WSD6F2B21E-1_Fr.htm**).

Une partie importante de la population habitant de part et d'autre de la frontière dans l'est du continent est exposée à des polluants atmosphériques en concentrations nocives, souvent supérieures aux normes de qualité de l'air appliquées dans les deux pays à la protection de la santé humaine. Le dépôt acide demeure à des niveaux préoccupants pour les écosystèmes vulnérables, et la visibilité dans les parcs nationaux demeure sérieusement limitée. De nouvelles réductions des émissions permettraient d'améliorer la qualité de l'air et de réduire le dépôt acide dans les deux pays, et un programme de plafonnement des émissions et d'échange de

droits d'émission peut maintenir ces améliorations à moindre coût que les méthodes réglementaires classiques.

- On a évalué le cadre juridique canadien et américain, pour cerner les différences et les lacunes qu'il faudrait combler pour instaurer un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange. Dans les deux pays, les gouvernements fédéraux ainsi que les gouvernements provinciaux et d'État ont des responsabilités juridiques quant à la gestion de la qualité de l'air, et leur participation à la mise en place de programmes transfrontaliers d'échange de droits serait nécessaire. Les pouvoirs juridiques existent au Canada pour mettre en place de tels programmes, mais il reste des choses à clarifier aux É.-U. Dans un pays comme dans l'autre, des changements législatifs ou réglementaires seraient requis pour assurer l'équivalence des droits négociables (les « crédits ») émis par chaque pays, de façon à ce qu'ils puissent être reconnus, échangés, suivis et utilisés de la même manière dans les deux pays. De plus, même si des programmes de plafonnement et d'échange sont en vigueur aux États-Unis, il faudrait adopter au Canada une réglementation pour décréter des plafonds d'émission et pour jeter les fondements du commerce transfrontalier des droits d'émission, tels que les mesures de surveillance et de déclaration.
- Aux États-Unis, plus de 4 000 centrales participent actuellement aux programmes établis de plafonnement et d'échange. Au Canada, on dénombre en tout 207 centrales à combustibles fossiles d'une capacité de 25 MWe ou plus, qui sont donc semblables à l'ensemble des sources touchées par les programmes américains de plafonnement et d'échange. Au moment d'évaluer quels secteurs sont le plus en mesure de participer à ces programmes, deux facteurs critiques à considérer sont premièrement la part de ces secteurs dans les émissions à réduire pour contrer le problème des particules fines, des pluies acides et de l'ozone troposphérique, deuxièmement la capacité de surveillance rigoureuse des émissions de ces secteurs. Le matériel de surveillance des émissions existe, et il est employé par chacune des sources qui participent à l'un des programmes américains. Les centrales à combustibles fossile seraient les plus aptes à participer à un éventuel programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits. Toutefois, il est recommandé de songer à inclure d'autres importantes sources d'émissions atmosphériques (comme les fonderies de métaux communs) relevant d'autres secteurs canadiens.
- Dans le cadre d'un tel programme transfrontalier qui s'arrimerait avec les programmes américains existants concernant le SO_2 et le NO_x, il faudrait que les systèmes de surveillance et de présentation de rapports soient les mêmes des deux côtés de la frontière. À l'intérieur d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission, les exigences relatives à la surveillance et à la présentation de rapports permettent de garantir la valeur en émissions des « crédits », qui peuvent donc être négociés et employés en toute confiance à des fins de conformité. Dans le cadre des programmes américains existants concernant le SO_2 et les NO_x, ces exigences sont expliquées de manière détaillée dans la réglementation fédérale (Partie 75 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux). Toutes les sources concernées doivent s'y conformer partout au pays. Au Canada, ce sont les gouvernements provinciaux qui s'occupent des exigences relatives à la surveillance des émissions par les cheminées des producteurs d'électricité, et le gouvernement fédéral a rédigé des lignes directrices que certains gouvernements provinciaux paraissent refléter dans leurs exigences.

- Pour que le marché transfrontalier soit fructueux, il faudrait que certaines règles d'échange soient les mêmes dans les deux pays. Il faudrait que les gouvernements se penchent sur certains problèmes et que des ententes soient conclues relativement à un certain nombre de choses comme : l'identification des droits par numéro de série; le choix du système impérial ou du système international pour la mesure des quantités admissibles d'émissions; savoir si les droits constituent des « droits de propriété »; savoir s'ils peuvent être mis en réserve (pour utilisation à une date ultérieure); le caractère fongible des droits — la capacité de les échanger librement —. Dans les programmes américains sur le SO_2 et les NO_x, tous les droits sont réputés avoir la même valeur, peu importe leur origine ou leur destination. Cela a pour effet que toutes les transactions peuvent être effectuées sans l'approbation du gouvernement et, donc, se dérouler rapidement, même en ligne. L'expérience américaine nous enseigne qu'avec la participation de centaines de sources, les problèmes de qualité de l'air ayant trait à la distance et au sens des échanges sont contrés par un plafonnement très limitatif des émissions et une évaluation continue des incidences environnementales.
- Sur le marché des échanges transfrontaliers, d'autres règles relatives aux droits d'émission pourraient être observées différemment selon les instances responsables. Il suffit de penser au programme de réduction des émissions de NO_x des États-Unis (exigences des SIP), pour lequel le gouvernement fédéral établit un « bilan » d'émissions pour chaque État et fournit une « règle type », mais où chaque État peut appliquer sa propre méthode de répartition du bilan de crédits entre les centrales électriques et les installations équipées de chaudières industrielles. Chaque État détermine aussi le nombre de droits « mis de côté » (à l'intérieur du plafond) qui seraient attribués à de nouvelles sources ou qui pourraient favoriser certains projets d'énergie renouvelable ou d'économie d'énergie. Ce degré de latitude permet à chaque instance gouvernementale de répondre aux exigences relatives aux plafonds d'émission et de répartir les droits entre les sources touchées, de manière à soutenir ses propres objectifs.
- Sur le marché des échanges transfrontaliers, il faudrait assurer l'équivalence entre les deux pays des renseignements sur les droits et de ceux relatifs à la vérification des émissions, ainsi qu'en ce qui concerne la présentation de rapports et le suivi dans des registres électroniques en ligne, de manière à ce que les frontières soient transparentes à ce commerce. Des systèmes électroniques en ligne de suivi des émissions et des droits compilent les renseignements utilisés par les gouvernements pour déterminer si les installations respectent leurs plafonds. Par ailleurs, ces systèmes contribuent à la transparence publique, et les renseignements relatifs aux droits échangés et aux émissions sont à la fois valides et disponibles.
- Dans un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange, il serait essentiel d'uniformiser les conditions de respect et d'application de la loi des deux côtés de la frontière tout en faisant en sorte que les sources canadiennes et américaines demeurent soumises à la législation dont elles relèvent. Entre autres dispositions à harmoniser, mentionnons les moyens de mesurer ce qui « est conforme » et ce qui ne l'est pas, notamment les plafonds, la surveillance des émissions, la présentation de rapports et la vérification. En ce qui regarde la conformité aux plafonds, il serait essentiel d'appliquer les mêmes échéanciers de respect des plafonds, de manière à éviter les comportements préjudiciables sur le plan des échanges transfrontaliers. En outre, il faudrait que les sanctions minimums pour le

non-respect des plafonds soient équivalentes dans les deux pays. Les programmes américains prévoient des sanctions automatiques assez rigoureuses pour que le respect de la loi soit presque parfait depuis la mise en vigueur des programmes au milieu des années 1990.

Cette étude de faisabilité comporte deux conclusions fondamentales.

- Premièrement, bien qu'elle établisse par la modélisation de la qualité de l'air qu'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 et de NO_x permettrait d'abaisser la charge environnementale totale en polluants sur un vaste région géographique, ce sont les exigences et les calendriers concernant la baisse des émissions de SO_2 et de NO_x, ou plafonds, dans le secteur de la production électrique, qui fixeraient le niveau et l'étendue de la qualité de l'air et qui présenteraient des avantages écologiques. Les échanges ne modifient en rien le niveau global des réductions d'émissions ni les avantages qui s'ensuivent.
- Deuxièmement, par la modélisation économique, l'étude de faisabilité montre que l'obtention des réductions exigées en vertu de plafonds serait sans doute moins coûteuse pour le secteur de l'électricité s'il existait un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Cette conclusion est conforme aux résultats observés aux États-Unis, où ce type de programmes a conduit à des plafonds abaissés pour les producteurs d'électricité et donné aux sources d'émission la possibilité d'échanger des droits. Devant l'obligation de réduire leurs émissions de SO_2 et de NO_x, les sources concernées par ces programmes ont constaté que l'obtention des réductions était moins coûteuse lorsqu'un programme d'échange de droits est en place.

Au terme de l'analyse effectuée par le Canada et les États-Unis, il semble qu'un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange soit faisable, mais les éléments essentiels suivants devront être réunis :

- Au Canada, des plafonds exécutoires pour les émissions de SO_2 et de NO_x dans le secteur de la production électrique — et dans d'autres secteurs au besoin —, qui sont comparables en sévérité aux exigences de réduction des émissions aux États-Unis.
- Un engagement, de la part des deux pays, à l'inclusion des gouvernements provinciaux, de promouvoir le plafonnement des émissions de SO_2 et de NO_x et l'échange de droits d'émission.
- Dans les deux pays, des changements législatifs ou réglementaires visant à accorder une « équivalence » des droits d'émission de chaque pays, de manière qu'ils puissent être échangés et utilisés librement aux fins du respect des plafonds dans les deux pays.
- La préparation de règlements canadiens jetant les bases du commerce transfrontalier des droits, en particulier les exigences de surveillance et de présentation de rapports applicables aux centrales électriques, ainsi que la mise au point de systèmes électroniques de suivi des émissions et des droits d'émission.

Recommandations quant aux activités futures à accomplir :

- Effectuer des travaux de modélisation plus complets sur les plafonds basés sur diverses considérations stratégiques.
- Intensifier l'assurance de la qualité de toutes les données et, de la part du Canada, améliorer les inventaires provenant d'autres sources que les centrales électriques, pour les évaluations faites par modélisation.

- Mener des évaluations intégrées des divers scénarios possibles de plafonnement et d'échange, par exemple des analyses sur les coûts/avantages, sur la qualité de l'air, sur la santé, ou sur les effets pour les écosystèmes.
- Examiner plus avant la possibilité d'inclure dans les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission les fonderies de métaux communs et les chaudières qu'on trouve dans des installations comme les fours à ciment, les raffineries de pétrole, les usines de produits chimiques et les usines de pâtes et papiers.

INTRODUCTION

En juin 2003, l'administrateur de l'Environmental Protection Agency des É.-U. (U.S. EPA) et le ministre de l'Environnement du Canada ont annoncé le lancement de trois projets mixtes, réalisés dans le cadre d'une Stratégie sur la qualité de l'air transfrontalier (SQAT). Avec la désignation de ces trois projets, les deux pays s'acquittaient d'un engagement pris en janvier 2003, soit de s'inspirer des succès constants obtenus avec l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air de 1991 (AQA).

Il était prévu que ces projets exploreraient les occasions de pratiquer une gestion coordonnée de la qualité de l'air susceptible d'apporter des progrès sur ce plan et de conduire à la mise en place de stratégies novatrices. Un de ces projets consiste en la présente étude de faisabilité, qui est un projet binational visant à étudier conjointement la faisabilité d'imposer des plafonds aux émissions d'oxydes d'azote (NO_X) et de dioxyde de soufre (SO_2) et l'échange d'émissions transfrontalier. Cette initiative prend appui sur l'engagement déjà prévu à l'AQA de coopérer et d'échanger de l'information sur les mécanismes faisant appel aux forces du marché, y compris l'échange de droits d'émission.

Ce projet visait à examiner les principales exigences et composantes d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 et de NO_X, de façon à pouvoir évaluer la faisabilité d'un échange transfrontalier. À l'aide de scénarios illustratifs, nous pouvons commencer à comprendre les répercussions économiques et environnementales de l'échange transfrontalier. Voici les objectifs de cette étude de faisabilité :

- Concevoir des outils d'analyse et échanger des données pour mieux évaluer un processus transfrontalier de plafonnement et d'échange des émissions à l'égard de la problématique de la qualité de l'air transfrontalier.
- Analyser les régimes de respect de la loi et définir toute divergence dans les cadres de responsabilisation (comme les divergences et les lacunes dans les programmes de mesure, de surveillance, de suivi et de déclaration des émissions atmosphériques de chaque pays).
- Décrire l'infrastructure juridique et réglementaire concernant les régimes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de NO_X et de SO_2 dans chaque pays.

Par exemple, une des lacunes importantes détectées tôt dans l'étude était le fait qu'au Canada, les émissions du secteur de la production électrique — le principal secteur participant aux programmes américains de plafonnement et d'échange — ne sont plafonnées que dans certaines parties de l'Ontario et du Québec, et ce, uniquement dans le cas des NO_X. Qui plus est, il n'existe aucun programme de plafonnement et d'échange. Bien que la présente étude se penche attentivement sur les exigences que suppose l'existence d'un tel programme, son mandat ne prévoyait pas l'examen du niveau des plafonds, et c'est pourquoi elle ne cherche pas à déterminer un plafond et un calendrier appropriés pour les émissions canadiennes.

La première partie de l'étude (chapitres A à G) aborde des enjeux clés concernant la faisabilité et décrit les convergences et les divergences entre le Canada et les États-Unis. La deuxième partie (chapitre H) fait appel à des modèles d'émissions et de qualité de l'air pour démontrer qu'il est faisable d'analyser des scénarios illustratifs de gestion des émissions. L'étude ne considère pas le niveau ou le calendrier de plafonnement qu'il serait approprié d'instaurer et ne prend pas en compte d'autres polluants que le SO_2 et les NO_X.

L'étude a été effectuée par des équipes fédérales d'experts du Canada et des États-Unis, et les informations sur cette étude ont été fournies dans les deux pays durant des séances d'information et des rapports au Comité Canada–États-Unis de la qualité de l'air, ainsi qu'à d'autres groupes intéressés.

CHAPITRE A
QUALITÉ DE L'AIR

Dans ce chapitre, nous nous pencherons sur la question de la qualité de l'air à l'échelle régionale le long de la frontière séparant le Canada des États-Unis, ainsi que sur les effets du transport à grande distance des polluants. Nous chercherons ici à répondre à la question fondamentale suivante : que nous apprend la science sur le mouvement transfrontalier des particules, de l'ozone et de leurs précurseurs, qui pourrait nous aider à mieux juger de la faisabilité d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions de SO_2 et de NO_X et d'échange de droits d'émission?

Les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission peuvent permettre d'abaisser la charge totale de polluants dans l'atmosphère, particulièrement lorsque ces polluants sont rejetés par de nombreuses sources et que leur panache s'étend sur de grandes distances. Aux États-Unis, de tels programmes ont contribué à la lutte contre les problèmes de qualité de l'air ambiant en abaissant la pollution de fond, un des facteurs à l'origine de la dégradation de la qualité de l'air. Dans ce chapitre, nous estimons l'ensemble du problème de la qualité de l'air à l'échelle régionale, le long de la frontière canado-américaine, compte tenu des conditions météorologiques et du mélange des substances chimiques dans l'atmosphère qui contribuent au problème, en examinant la preuve scientifique recueillie dans la région frontalière.

L'analyse suivante décrit sommairement les renseignements sur la qualité de l'air pertinents à la région le long de la frontière canado-américaine. La section A.1 donne un aperçu des problèmes de qualité de l'air que ces pays ont en commun. La section A.2 porte sur l'importance de ces problèmes. La section A.3 aborde les sources d'émission des précurseurs et leur répartition géographique. La section A.4 décrit les régions sources d'émission que les deux pays ont en commun. Enfin, la section A.5 fournit un résumé de ce chapitre.

A.1 APERÇU

A.1.1 Chimie atmosphérique

Les États-Unis et le Canada ont en commun trois principaux problèmes de qualité de l'air : les particules, l'ozone troposphérique (O_3) et les dépôts acides. Les précurseurs gazeux rejetés dans l'atmosphère que sont le SO_2 et le monoxyde et le dioxyde d'azote (les NO_X, désignés génériquement par l'expression « oxydes d'azote ») sont les principales substances qui nuisent à la qualité de l'air dans l'est de l'Amérique du Nord. Les analyses sur la qualité de l'air qui montrent la faisabilité d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission portent uniquement sur ces précurseurs gazeux, même s'il est admis que les COV, le NH_3 et d'autres constituants de l'ozone au sol (ou ozone troposphérique) ou du smog, comme le noir de carbone et le carbone organique, peuvent également nuire à la qualité de l'air dans la région frontalière.

Lorsqu'ils sont rejetés dans l'atmosphère, le SO_2 et les NO_X peuvent entrer en réaction et donner lieu à la formation secondaire de particules, d'ozone, de brume régionale et de précipitations acides. L'ozone troposphérique est un gaz qui se forme à hauteur du sol lorsque des NO_X et des COV rejetés entrent en réaction avec d'autres substances chimiques dans l'air en présence du rayonnement solaire. Les NO_X et les COV proviennent de sources de combustion. Des COV proviennent souvent de l'exploitation d'installations pétrochimiques (les stations de ravitaillement, par exemple) ou d'émanations de solvants, de produits nettoyants et de peintures.

En outre, le SO_2 et les NO_X, principalement de sources anthropiques, contribuent de manière importante aux dépôts acides et à la formation de particules fines ($P_{2,5}$). Dans certaines conditions atmosphériques, ces gaz restent en suspension dans l'atmosphère et ils influent sur la qualité de l'air à l'intérieur de grandes régions

réceptrices. Lorsqu'ils pénètrent dans l'atmosphère, ils peuvent former des « aérosols », constitués de particules sous forme solide et sous forme liquide. Lorsque la quantité d'humidité (c.-à-d. d'eau) dans l'air s'élève suffisamment, les aérosols qui contiennent du SO_2 et des NO_X réagissent avec l'eau pour former des composés acides, précipitent et tombent au sol sous forme de dépôts acides. (Pour une description détaillée de la chimie atmosphérique et des théories météorologiques sur le sujet, consulter la bibliographie à la fin du présent chapitre.)

Le SO_2 et les NO_X sont les principales substances ciblées pour la gestion de la qualité de l'air dans la région frontalière. De bons résultats ont été obtenus au moyen de programmes élaborés de réduction des émissions qui ont été appliqués dans les deux pays. Aux États-Unis, on a mis en place depuis 35 ans un certain nombre de programmes qui ont permis de réduire aussi bien le SO_2 que les NO_X. En particulier, un important programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 pour les installations de production électrique, est en vigueur depuis 10 ans, en vertu du Titre IV du *Clean Air Act*. Il est destiné à contrer les précipitations acides. Les sources canadiennes ont elles aussi réduit leurs émissions de ces gaz précurseurs au cours des dernières décennies, l'initiative la plus récente étant la mise en œuvre de la Stratégie pancanadienne sur les émissions acidifiantes après l'an 2000. Cependant, des relevés montrent que la qualité de l'air dans la région frontalière laisse encore à désirer. Des réductions additionnelles semblent être à l'ordre du jour.

A.1.2 La pollution de l'air et ses effets sur la santé et l'environnement

Tant l'ozone que les particules fines, notamment de sulfate et de nitrate, en concentration élevée dans l'air ambiant exercent des effets marqués sur la santé et l'environnement. Donc, la réduction de la quantité de SO_2 et de NO_X émis par les centrales électriques et d'autres sources conduit à une réduction de la concentration ambiante des $P_{2,5}$ et de l'ozone et, par voie de conséquence, à une amélioration de la santé publique et de l'état de l'environnement.

L'accumulation de renseignements épidémiologiques parus depuis 1990 tend à indiquer que toutes les particules, particulièrement les $P_{2,5}$, nuisent à la santé chez l'humain. Un important corpus d'articles scientifiques permet de jeter les fondements en vue d'une quantification des baisses de mortalité et de morbidité, associées à la baisse de la concentration dans l'air ambiant des $P_{2,5}$ à mesure que les émissions de SO_2 et de NO_X sont réduites (U.S. EPA, 2005). L'incidence réduite de la mortalité chez les adultes et chez les nourrissons, celle de nouveaux cas de bronchite chronique, la prévention de malaises cardiaques non mortels ainsi que la réduction du nombre de séjours hospitaliers et de la fréquentation des salles d'urgence pour des troubles respiratoires et cardiovasculaires, outre la réduction du nombre de jours où les adultes et les enfants limitent leurs activités de plein air, comptent parmi les avantages, sur le plan sanitaire, de la réduction de la concentration ambiante des $P_{2,5}$ rejetées dans l'atmosphère.

Abstraction faite de l'exposition aux particules, les avantages sur le plan sanitaire d'une réduction de la concentration de l'ozone au sol sont notamment une baisse du nombre de séjours hospitaliers pour des troubles respiratoires, ainsi qu'une baisse de la fréquentation des salles d'urgence associée à l'asthme. De récents résultats tendent à montrer que l'exposition à court terme à l'ozone peut exercer un effet marqué sur le taux quotidien de mortalité.

Outre ses effets sur la santé, la pollution causée par les $P_{2,5}$ et par l'ozone réduit la visibilité et endommage les écosystèmes. Les $P_{2,5}$ en suspension dans l'air absorbent la lumière et la diffusent. Il se forme une brume sèche qui réduit la visibilité et nuit à la clarté des

panoramas. La perte de visibilité abaisse l'intérêt d'un jour de congé dans un parc national.

La pollution atmosphérique causée par les dépôts de soufre et d'azote endommage les lacs et les cours d'eau, les estuaires côtiers et les forêts. Certaines espèces de poissons sont éliminées dans les lacs et les cours d'eau acidifiés de manière chronique ou épisodique. Cette pollution nuit également à d'autres organismes aquatiques ainsi qu'à la pêche commerciale et à la pêche sportive. Les dépôts d'azote contribuent de manière importante à l'excédent d'azote dans les bassins hydrographiques; cet excédent est à l'origine de l'eutrophisation des estuaires. On observe dans les estuaires eutrophiés la formation de fleurs d'eau et on mesure une faible teneur en oxygène dissous dans l'eau. Ces phénomènes ont pour effet de perturber ou de tuer le poisson, les crustacés et mollusques et de réduire la superficie occupée par les plantes aquatiques immergées qui procurent un habitat important à de nombreuses espèces. En milieu forestier, les dépôts acides lessivent les substances nutritives sur les feuilles et les aiguilles, ainsi que dans le sol, privant ainsi la végétation de substances essentielles à sa croissance. En outre, l'acidification mobilise l'aluminium dans les sols forestiers, interférant de la sorte avec l'absorption des substances nutritives par les racines. Les arbres endommagés par les dépôts acides sont davantage vulnérables à la maladie, aux effets de la sécheresse et aux extrêmes de température. L'exposition à l'ozone est une source d'agression pour les arbres; l'ozone endommage aussi les plantes d'ornement en milieu urbain et abaisse le rendement commercial des forêts et des terres agricoles. Dans certaines études canadiennes, on mentionne qu'une réduction additionnelle de 75 % des émissions de SO_2, de part et d'autre de la frontière, au-delà des engagements pris dans l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, sera nécessaire pour protéger les écosystèmes de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis contre les dommages causés par les dépôts acides (Environnement Canada, 2004). Aux États-Unis, des chercheurs ont examiné l'effet d'une baisse additionnelle de 40 % à 80 % des émissions afin de protéger encore plus efficacement les écosystèmes vulnérables (Bulger *et al.*, 2000; Driscoll *et al.*, 2001).

Les dépôts acides endommagent les matériaux, comme les bâtiments, les ponts et les monuments historiques en érodant la surface des peintures, de l'acier galvanisé, du calcaire et du marbre. Le dépôt de $P_{2,5}$ souille les bâtiments et les monuments. Ces dommages matériaux réduisent la valeur et augmentent le coût d'entretien et de réparation des infrastructures nationales et des lieux historiques importants.

Nous progressons dans la réalisation des engagements pris dans le cadre de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air. Les deux pays admettent cependant qu'il faudra redoubler d'efforts pour régler les problèmes sanitaires et environnementaux. (Rapport d'étape de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, 2004).

A.2 PROBLÈMES COMMUNS DE QUALITÉ DE L'AIR

A.2.1 Observation de la concentration des $P_{2,5}$ dans l'air ambiant

Les récentes données de surveillance de la qualité de l'air montrent qu'entre 2000 et 2003, la concentration moyenne des $P_{2,5}$ pouvait atteindre 18 $\mu g/m^3$ dans le nord-est des États-Unis, mais qu'elle était constamment inférieure à 12 $\mu g/m^3$ dans les États centraux (figure A-1). Le nord-est des États-Unis est une région où l'on observe des concentrations élevées de particules dans l'air ambiant, celles correspondant au 98e percentile pouvant se chiffrer à 65 $\mu g/m^3$ dans une majorité de stations (norme sur la qualité de l'air aux États-Unis). En général, on mesure dans les stations canadiennes des concentrations inférieures de $P_{2,5}$, même si des concentrations associées au 98e percentile qui sont supérieures à 30 $\mu g/m^3$ (le standard pancanadien) ont été mesurées dans plusieurs

régions entre 2000 et 2002, particulièrement dans le corridor Windsor-Québec.

À l'heure actuelle, les concentrations de $P_{2,5}$ dans l'air ambiant de la région frontalière dépassent les standards canadiens et les normes américaines. Plus de 65 millions de personnes aux États-Unis et plus de 13 millions au Canada sont affectées par cette situation. Dans la région du bassin de Géorgie et de Puget Sound, il existe des stations où la concentration de $P_{2,5}$ est élevée (très peu d'entre elles atteignant des concentrations supérieures à l'une ou à l'autre des normes pour les périodes considérées). Mais les secteurs en cause sont plus limités (à l'échelle sous-régionale) et les concentrations mesurées sont généralement inférieures à celles mesurées dans le nord-est. Dans toutes les régions, au Canada comme aux États-Unis, les concentrations de $P_{2,5}$ mesurées en milieu urbain sont supérieures à celles obtenues en milieu rural.

A.2.2 Observation de la concentration d'ozone dans l'air ambiant

À l'échelle régionale, les $P_{2,5}$ et l'ozone troposphérique ont en commun de mêmes précurseurs, ils sont transportés de façon similaire et ils sont soumis à des conditions météorologiques similaires dans l'est de l'Amérique du Nord. Dans les deux cas, les concentrations les plus élevées sont observées au cours des mois d'été.

Les résultats de la mesure de la concentration d'ozone dans l'air ambiant à des stations de surveillance situées dans une bande de 500 km le long de la frontière ont été examinés. Les résultats assez complets pour répondre à des exigences de qualité spécifiques ont servi à tracer la carte d'isolignes qui est présentée à la figure A-2. Cette figure montre le quatrième maximum quotidien le plus élevé (sur un intervalle de 8 h) de l'année, pondéré sur la période comprise entre 2000 et 2002, au Canada et aux États-Unis; c'est la base pour déterminer s'il y a conformité avec la norme applicable à l'ozone (65 ppM au Canada, 85 aux États-Unis). Les valeurs les plus élevées sont observées dans la partie nord-est des États-Unis et au sud-est du Canada. Les valeurs les plus faibles ont généralement été observées dans le sud du Manitoba et dans le sud de la Colombie-Britannique, près de Vancouver. De plus, une grande partie du nord-est des États-Unis et du sud-est du Canada présente des concentrations supérieures aux standards nationaux pour l'ozone.

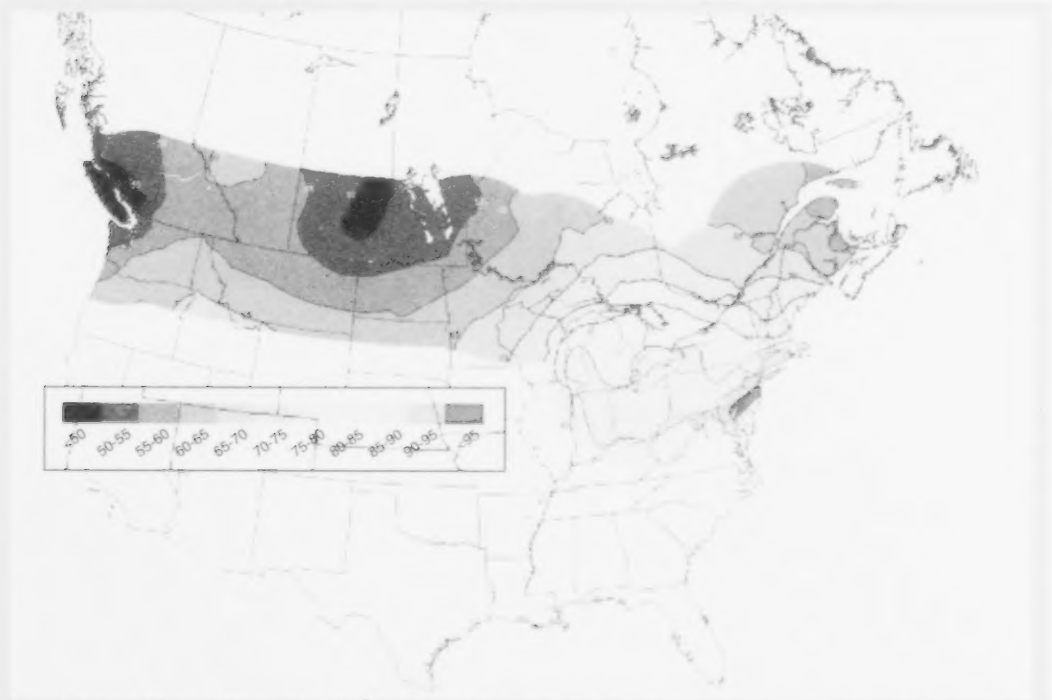
A.2.3 Observation des dépôts de sulfates et de nitrates

Malgré l'importante baisse de concentration des sulfates et, dans une moindre mesure, des nitrates, les dépôts acides atteignent encore des niveaux préoccupants pour les écosystèmes vulnérables des deux pays. Il est relativement facile de mesurer le dépôt humide au moyen de pluviomètres, et on l'emploie couramment comme mesure de référence dans les comparaisons d'émissions. Par ailleurs, il est difficile de mesurer directement le dépôt sec, et c'est pourquoi on fait appel à des modèles inférentiels d'évaluation du dépôt sec et à des mesures obtenues par filtre à cartouche de la concentration des polluants pour l'estimer. La combinaison du dépôt sec et du dépôt humide de sulfates et de nitrates contribue à l'acidification des écosystèmes. Les figures A-3 et A-5 donnent les résultats des estimations de dépôt humide de nitrates et de sulfates entre 1990 et 1994. Elles sont à rapprocher des figures A-4 et A-6 qui présentent les résultats sur le dépôt de nitrates et de sulfates en 2002. Les programmes canadiens et américains de lutte contre les précipitations acides ont obtenu un succès important. En particulier, il faut signaler une large réponse régionale aux réductions des émissions de SO_2 le long de la frontière entre les deux pays. Les dépôts humides de sulfates sont plus importants dans l'est de l'Amérique du Nord, le long d'un axe s'étirant entre le Mississippi et les Grands Lacs d'aval.

Figure A-1 Concentrations moyennes de $P_{2,5}$ ($\mu g/m^3$) aux stations à échantillonnage dichotomique (Canada) et aux stations FRM (Federal Reference Monitor) américaines dans la région frontalière (2000-2003)

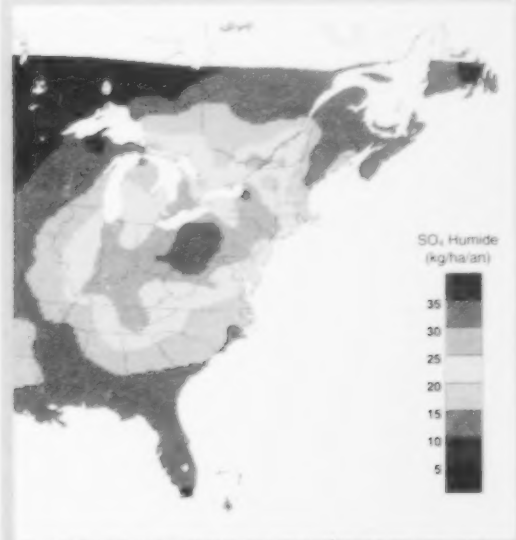
Source : Évaluation scientifique Canada–États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004.

Figure A-2 Concentrations d'ozone (ppM) dans la région frontalière canado-américaine (moyenne du quatrième maximum quotidien (sur un intervalle de 8 h) de l'année, 2000-2002)



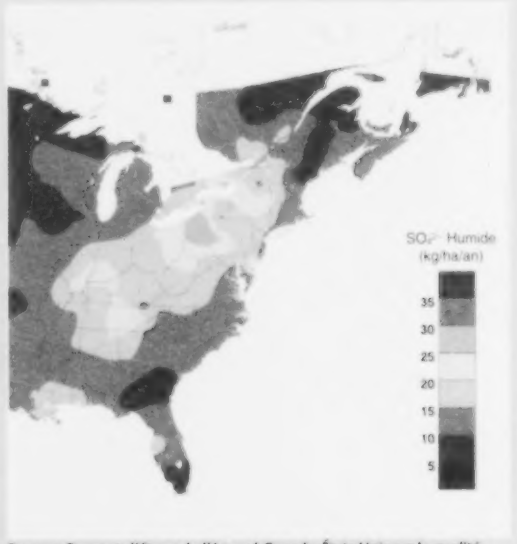
Source : Rapport d'étape de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, 2004.

Figure A-3 Moyenne du dépôt humide de sulfates, 1990-1994



Source : Rapport d'étape de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, 2004.

Figure A-4 Dépôt humide annuel de sulfates, 2002



Source : Rapport d'étape de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, 2004.

En comparaison des niveaux observés dans les années 1990, on estime que les émissions de SO_2 ont diminué du tiers à la moitié, en bonne partie dans la moitié est de l'Amérique du Nord. Les émissions de NO_x se sont intensifiées au Canada et elles se sont légèrement abaissées aux États-Unis. La baisse des émissions de NH_3, lorsque la concentration de sulfates est élevée, peut conduire à une baisse de la concentration massique des $P_{2.5}$, mais elle peut donner lieu à une hausse des précipitations acides. Les tendances observées quant au dépôt humide de sulfates et de nitrates correspondent à des changements dans les émissions de SO_2 et de NO_x (Environnement Canada, 2004).

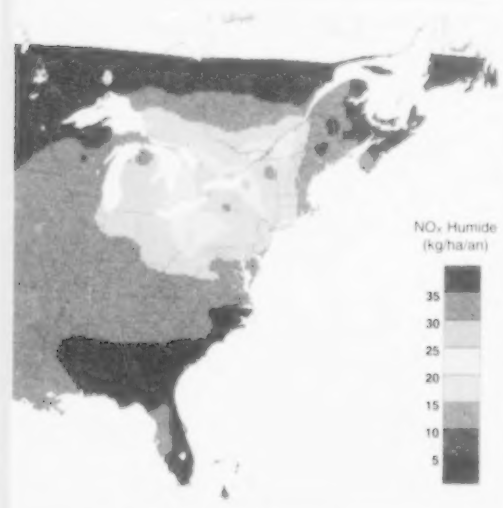
A.3 ÉMISSIONS DE PRÉCURSEURS : SOURCES ET RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DU SO_2 ET DES NO_x

Au Canada comme aux États-Unis, les émissions de SO_2 et de NO_x contribuent largement aux problèmes de qualité de l'air éprouvés par les deux pays dans la région frontalière. Il existe une corrélation entre la répartition de la majeure partie des émissions de précurseurs gazeux que sont les NO_x et le SO_2, et les agglomérations. Ces émissions sont associées à des sources faisant une utilisation intensive d'énergie, à des sources d'activité industrielle et à des sources mobiles. L'aire de répartition de ces émissions s'étend largement des deux côtés de la frontière (figures A-7 et A-8). On observe des concentrations élevées de SO_2 et de NO_x dans la partie industrielle du Midwest, dans le nord-est des É.-U. et dans le sud de l'Ontario.

A.3.1 Dioxyde de soufre

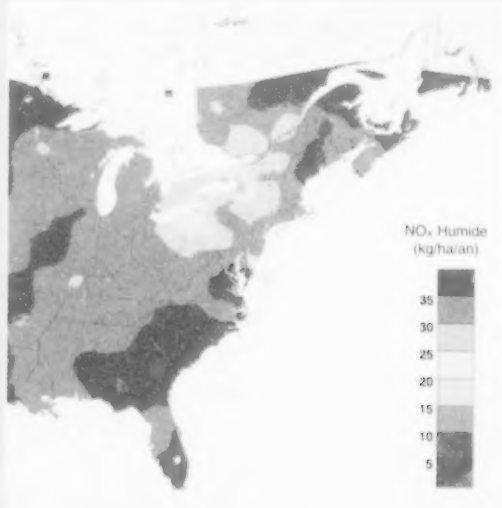
En 2002, les producteurs d'électricité ont été à l'origine d'environ 70 % des émissions totales de SO_2 aux États-Unis. Quelque 95 % des émissions de ces producteurs émanaient de la combustion du charbon. Au Canada, les producteurs d'électricité ont été à l'origine d'environ 26 % des émissions totales de SO_2. Quatre-vingt-six pour cent des émissions de ces producteurs émanaient de la combustion du charbon (figure A-9). Avec 33 % du total, l'extraction et la fusion des métaux non ferreux sont la principale

Figure A-5 Moyenne du dépôt humide de nitrates, 1990-1994



Source : Rapport d'étape de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, 2004.

Figure A-6 Dépôt humide annuel de nitrates, 2002



Source : Rapport d'étape de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, 2004.

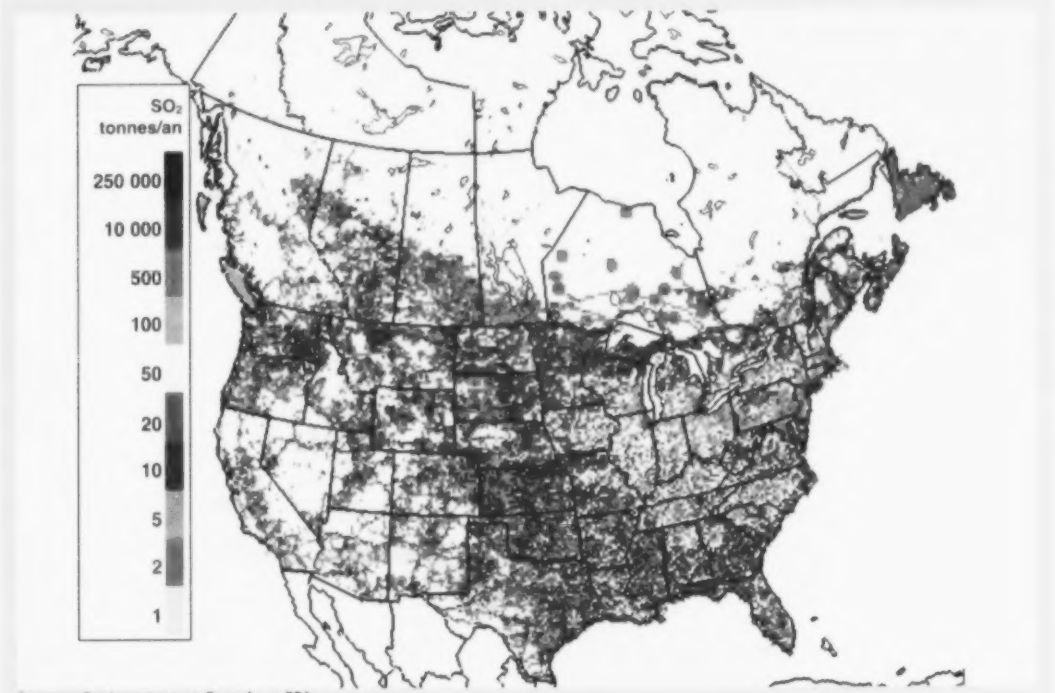
source d'émission de SO_2 d'origine anthropique au Canada.

Globalement, on prédit qu'entre 1980 et 2010, la réduction des émissions de SO_2 au Canada et aux États-Unis se chiffrera à 38 %. Aux États-Unis, cette réduction résultera essentiellement de l'application de mesures antipollution dans le secteur de la production électrique, dans le cadre du programme de lutte contre les pluies acides (CAAA – modifications apportées au *Clean Air Act*, 1990, Titre IV), du Règlement interÉtats sur l'assainissement de l'air (Clean Air Interstate Rule, ou CAIR) ainsi que de la désulfuration du carburant diesel en vertu de l'article 214 du CAAA (1990). Au Canada, cette réduction résultera avant tout des mesures appliquées au secteur de l'extraction et de la fusion des métaux non ferreux et à celui des centrales électriques dans le cadre de la Stratégie pancanadienne sur les émissions acidifiantes. Tel qu'établi dans de récents rapports et par des constatations gouvernementales, une baisse additionnelle des émissions de SO_2 et de NO_X est requise de part et d'autre de la frontière pour parvenir à abaisser la concentration de fond et le transport des précurseurs et pour parvenir à combattre plus efficacement les problèmes communs de qualité de l'air (Comité Canada-États-Unis de la qualité de l'air, 2004).

A.3.2 Oxydes d'azote

Les principales sources anthropiques d'émission de NO_X en Amérique du Nord demeurent la combustion de carburants par les véhicules routiers et hors route, ainsi que la production d'électricité. Les véhicules automobiles, les chaudières résidentielles et commerciales, les chaudières et les moteurs industriels et des centrales électriques, ainsi que d'autres pièces d'équipement font aussi partie de cet ensemble. Aux États-Unis, le secteur de l'énergie électrique est à l'origine de 22 % du total des émissions nationales de NO_X. Le charbon est à l'origine de 87 % de ces émissions. Au Canada, le secteur de l'énergie électrique est à l'origine de 11 % du total des émissions nationales de NO_X, et le charbon est à l'origine de 81 % de ces émissions (figure A-9).

Figure A-7 Répartition géographique des émissions canadiennes (2000) et américaines (2001) de SO_2

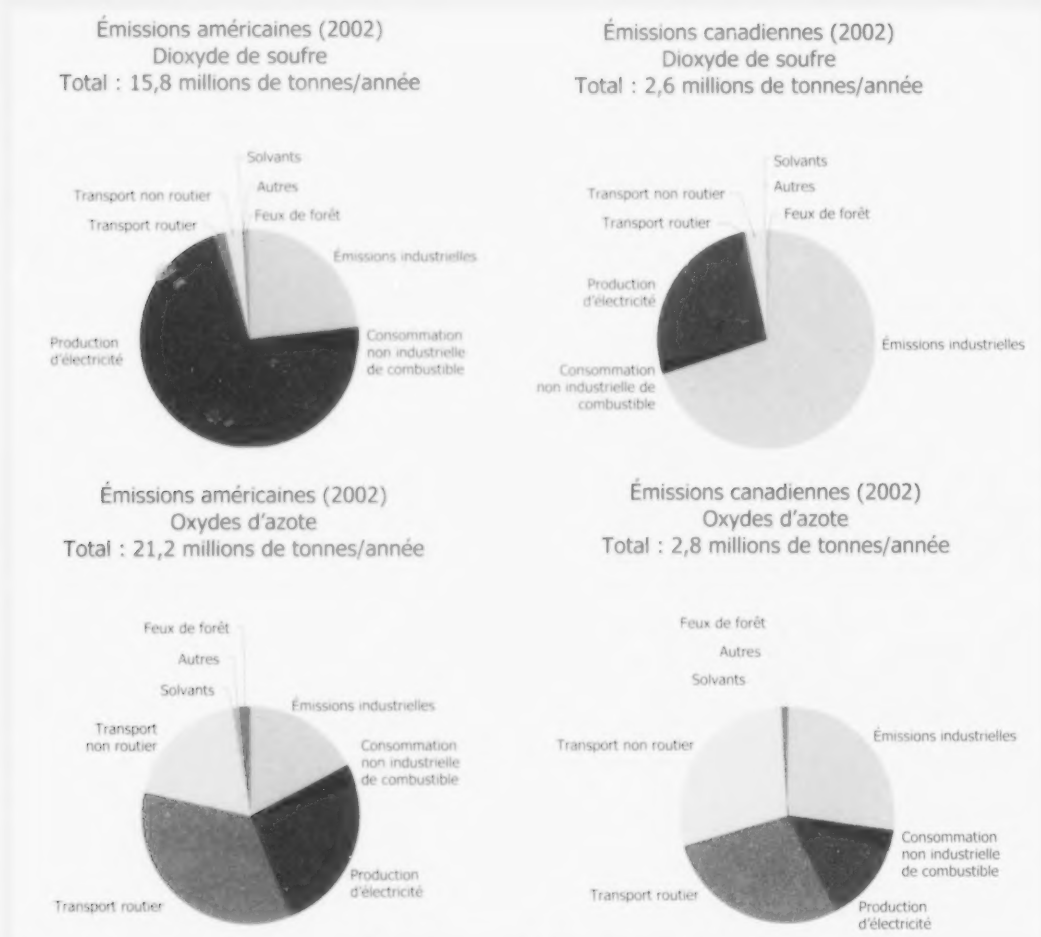


Source : Environnement Canada et EPA.

Figure A-8 Répartition géographique des émissions canadiennes (2000) et américaines (2001) de NO_x

Source : Environnement Canada et EPA.

Figure A-9 Émissions canadiennes et américaines de SO_2 et de NO_x, par pays et par secteur, 2002

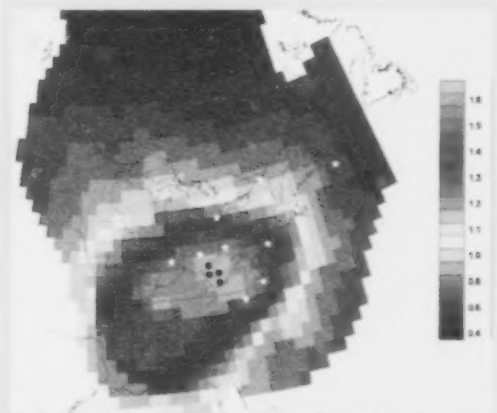


Source : Rapport d'étape de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, 2004.

Les réductions des émissions de NO_x obtenues aux États-Unis sont attribuées aux mesures antipollution estimées, associées à la norme de niveau 2 pour les émissions d'échappement (Tier 2 Tailpipe Standard), aux normes pour les véhicules lourds et les moteurs de grosse cylindrée, au règlement relatif au carburant diesel routier et aux mesures antipollution appliquées dans les centrales électriques en vertu du programme de lutte contre les précipitations acides, ainsi qu'aux efforts régionaux de lutte contre le transport de l'ozone, à commencer par le programme d'échange de droits d'émission de NO_x (1999) de l'Ozone Transport Commission et aussi par les exigences des SIP (State Implementation Plans) concernant les NO_x (2004), enfin à la Clean Air Interstate Rule (2009).

Au Canada, on s'attend à de substantielles réductions des émissions de NO_x qui seront obtenues avec la mise en oeuvre de l'Annexe sur l'ozone à l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air. On pense notamment aux engagements relatifs aux émissions de NO_x par des sources fixes et au programme décennal sur les véhicules et les carburants, qui applique la norme de niveau 2 pour les émissions d'échappement. Toutefois, de récents résultats

Figure A-10 Diagramme combiné de la QTBA obtenu au moyen des mesures des concentrations de $P_{2,5}$ effectuées pendant les mois chauds (de mai à septembre) des années 2000 et 2001



Source : Évaluation scientifique Canada–États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004.

de recherche indiquent que d'autres mesures pourraient être nécessaires pour régler les problèmes communs de qualité de l'air.

A.4 RÉGIONS SOURCES D'IMPORTANCE COMMUNE

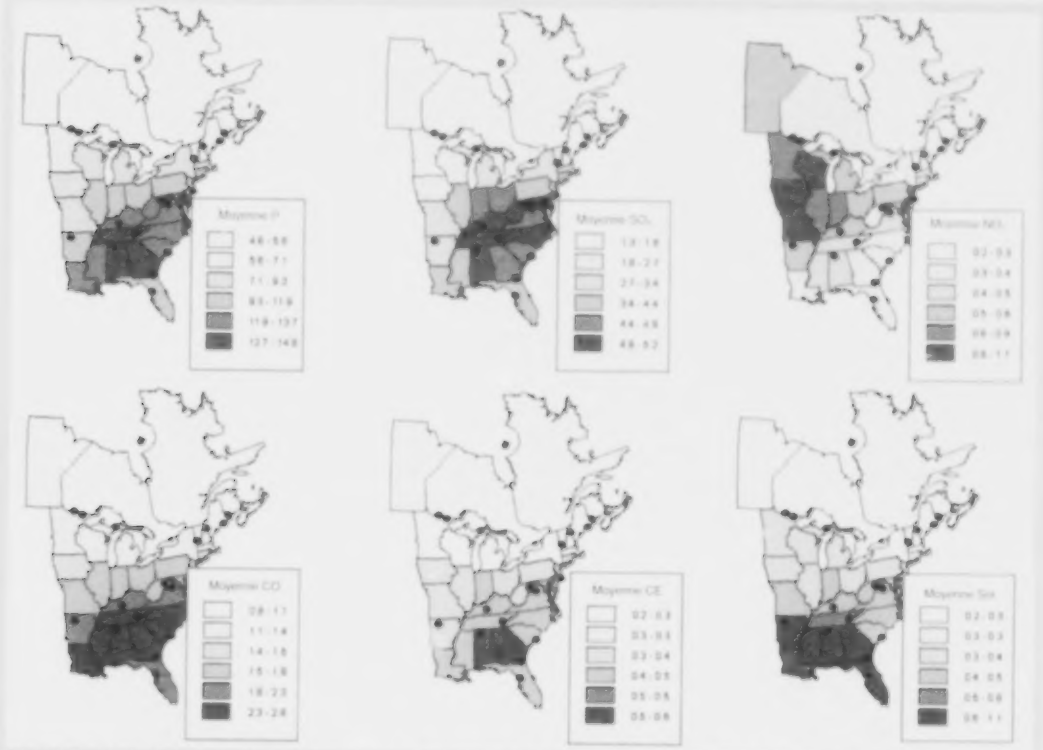
Le Canada comme les États-Unis se sont appuyés sur des résultats d'observation, ainsi que sur des renseignements sur les émissions et des résultats de modélisation de la qualité de l'air, pour délimiter les régions sources qui contribuent à la mauvaise qualité de l'air dans la région frontalière. Ces résultats scientifiques ont conduit à la notion d'analyse, ultimement de gestion, sans frontière de la qualité de l'air, les régions sources, comme les sources elles-mêmes, de smog, de particules fines et de dépôts acides se trouvant dans les deux pays. Les études scientifiques suivantes ont été retenues à titre de démonstration de cette approche sans frontière, mais elles ne sont aucunement exhaustives. D'autres analyses sont citées dans la section bibliographique.

Une méthode d'analyse source-récepteur, connue sous le nom de *Quantitative Transport Bias Analysis* (QTBA), a été employée pour relever les régions géographiques qui contribuaient à la masse des particules fines ($P_{2,5}$) supérieure et inférieure à la moyenne dans l'est de l'Amérique du Nord (figure A-10) (*Évaluation scientifique Canada–États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004*). Les régions-sources sont indiquées, avec le secteur le plus polluant marqué en gris et le secteur contribuant le moins à des concentrations supérieures à la moyenne étant indiqué en bleu (voir la légende). Les sites récepteurs qui ont servi aux analyses sont marqués par une étoile jaune. Les cercles noirs correspondent aux endroits les plus pollués selon les prévisions. Les valeurs supérieures à 1,0 indiquent qu'il est fort probable que les masses d'air passant au-dessus de cette région apportent au récepteur des $P_{2,5}$ en concentrations supérieures à la moyenne pendant la saison chaude. Une grande partie de la région à forte densité de population du nord-est du Canada et du nord-est des États-Unis a contribué à l'augmentation des $P_{2,5}$ allant jusqu'à des concentrations supérieures à la moyenne. Le « secteur chaud » à l'origine de ces concentrations plus élevées dans les emplacements récepteurs couvre une grande partie de l'est des États-Unis ainsi que le sud de l'Ontario.

Dans une analyse présentée devant le Lake Michigan Air Directors Consortium, Kenski (2004) a examiné des mesures de spéciation chimique du programme IMPROVE, obtenues à 17 stations situées dans des secteurs de catégorie 1 (représentés par des points à la figure A-11) de l'est des États-Unis. Les rétrotrajectoires sur trois jours des masses d'air arrivant jusqu'à ces secteurs ont été déterminées. Chaque résultat (1 par heure, 72 par trajectoire) est associé aux concentrations provenant des échantillons du programme IMPROVE correspondant à la date d'origine des rétrotrajectoires. Comme on le voit à la figure A-11, la moyenne de ces concentrations est établie par État et par province.

Les données présentées montrent de quels États arrivent des masses d'air à concentration élevée de polluants qui passent sur des secteurs

Figure A-11 Concentrations moyennes (µg/m³) des $P_{2,5}$ et de leurs constituants par État et par province (les stations IMPROVE sont indiquées par un point bleu)



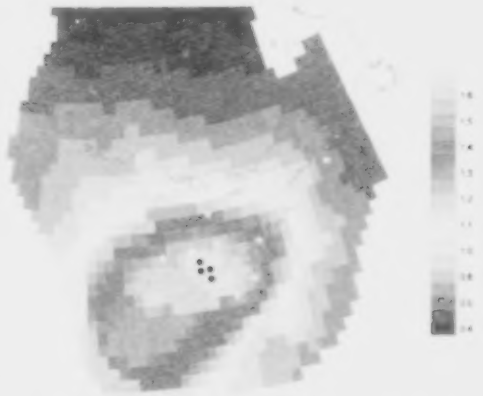
Chacun des résultats correspondant aux trajectoires est associé aux concentrations provenant des échantillons du programme IMPROVE correspondant à la date d'origine des rétrotrajectoires (Kenski, 2004). CE = carbone élémentaire, CO = carbone organique, SO_4 = sulfate, NO_3 = nitrate

Source : Évaluation scientifique Canada–États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004.

de catégorie 1. Cependant, elles ne tiennent pas compte de la fréquence à laquelle ces masses d'air franchissent un secteur ou un État donné. Les États situés le plus près des secteurs de catégorie 1 sont davantage à l'origine du dépôt de $P_{2,5}$ sur ces sites parce que les masses d'air prennent plus de temps pour traverser ces États proches et que les substances rejetées par des sources proches ont moins de temps pour se disperser et se déposer que celles émanant de sources plus éloignées. Les secteurs où le transport est plus fréquent peuvent être associés à des concentrations de $P_{2,5}$ élevées, modérées ou faibles. Par la combinaison des renseignements sur la fréquence à ceux sur la concentration, cette étude permet de calculer l'apport massique moyen de $P_{2,5}$ par État ou par province à chacun des secteurs de catégorie 1.

Le tableau A-1 donne la concentration moyenne et le pourcentage en masse, par certains États et provinces, de $P_{2,5}$ à se déposer sur certains secteurs de catégorie 1. Ces résultats peuvent servir d'indicateurs combinant la position en amont d'un État ou d'une province, son étendue et l'importance des émissions de ses sources. De manière générale, un État ou une province situé à proximité, fréquemment en amont, de multiples secteurs de catégorie 1 déverse une masse supérieure de particules sur ces secteurs que ne le font les États ou les provinces situés le plus souvent en aval, à moins que l'écart entre les concentrations ne soit très marqué. Par exemple, le pourcentage en masse de particules déversées par le Minnesota dans la région des eaux limitrophes (35,2 %) est important même si la concentration moyenne

Figure A-10 Diagramme combiné de la QTBA obtenu au moyen des mesures des concentrations de $P_{2,5}$ effectuées pendant les mois chauds (de mai à septembre) des années 2000 et 2001



Source : Évaluation scientifique Canada-États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004

de recherche indiquent que d'autres mesures pourraient être nécessaires pour régler les problèmes communs de qualité de l'air.

A.4 RÉGIONS SOURCES D'IMPORTANCE COMMUNE

Le Canada comme les États-Unis se sont appuyés sur des résultats d'observation, ainsi que sur des renseignements sur les émissions et des résultats de modélisation de la qualité de l'air, pour délimiter les régions sources qui contribuent à la mauvaise qualité de l'air dans la région frontalière. Ces résultats scientifiques ont conduit à la notion d'analyse, ultimement de gestion, sans frontière de la qualité de l'air, les régions sources, comme les sources elles-mêmes, de smog, de particules fines et de dépôts acides se trouvant dans les deux pays. Les études scientifiques suivantes ont été retenues à titre de démonstration de cette approche sans frontière, mais elles ne sont aucunement exhaustives. D'autres analyses sont citées dans la section bibliographique.

Une méthode d'analyse source-récepteur, connue sous le nom de *Quantitative Transport Bias Analysis* (QTBA), a été employée pour relever les régions géographiques qui contribuaient à la masse des particules fines ($P_{2,5}$) supérieure et inférieure à la moyenne dans l'est de l'Amérique du Nord (figure A-10; *Évaluation scientifique Canada-États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004*). Les régions sources sont indiquées, avec le secteur le plus polluant marqué en gris et le secteur contribuant le moins à des concentrations supérieures à la moyenne étant indiqué en bleu (voir la légende). Les sites récepteurs qui ont servi aux analyses sont marqués par une étoile jaune. Les cercles noirs correspondent aux endroits les plus pollués selon les prévisions. Les valeurs supérieures à 1,0 indiquent qu'il est fort probable que les masses d'air passant au-dessus de cette région apportent au récepteur des $P_{2,5}$ en concentrations supérieures à la moyenne pendant la saison chaude. Une grande partie de la région à forte densité de population du nord-est du Canada et du nord-est des États-Unis a contribué à l'augmentation des $P_{2,5}$ allant jusqu'à des concentrations supérieures à la moyenne. Le « secteur chaud » à l'origine de ces concentrations plus élevées dans les emplacements récepteurs couvre une grande partie de l'est des États-Unis ainsi que le sud de l'Ontario.

Dans une analyse présentée devant le Lake Michigan Air Directors Consortium, Kenski (2004) a examiné des mesures de spéciation chimique du programme IMPROVE, obtenues à 17 stations situées dans des secteurs de catégorie 1 (représentés par des points à la figure A-11) de l'est des États-Unis. Les rétrotrajectoires sur trois jours des masses d'air arrivant jusqu'à ces secteurs ont été déterminées. Chaque résultat (1 par heure, 72 par trajectoire) est associé aux concentrations provenant des échantillons du programme IMPROVE correspondant à la date d'origine des rétrotrajectoires. Comme on le voit à la figure A-11, la moyenne de ces concentrations est établie par État et par province.

Les données présentées montrent de quels États arrivent des masses d'air à concentration élevée de polluants qui passent sur des secteurs

Figure A 11 Concentrations moyennes (µg/m³) des $P_{2,5}$ et de leurs constituants par Etat et par province (les stations IMPROVE sont indiquées par un point bleu)

Chacun des résultats correspondant aux trajectoires est associé aux concentrations provenant des échantillons du programme IMPROVE correspondant à la date d'origine des rétrotrajectoires (Kenski, 2004). CE = carbone élémentaire, CO = carbone organique, SO_4 = sulfate, NO_3 = nitrate

Source : Évaluation scientifique Canada-États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004.

Tableau A-1 Concentration moyenne et pourcentage de la contribution de la masse de $P_{2,5}$ de certains États à certains secteurs de catégorie 1 (Acadia, eaux limitrophes, Dolly Sods)

Secteurs de catégorie 1	Acadia		Eaux limitrophes		Dolly Sods	
État/province	Concentration moyenne de $P_{2,5}$ (ug/m³)	Pourcentage annuel de la masse de $P_{2,5}$	Concentration moyenne de $P_{2,5}$ (ug/m³)	Pourcentage annuel de la masse de $P_{2,5}$	Concentration moyenne de $P_{2,5}$ (ug/m³)	Pourcentage annuel de la masse de $P_{2,5}$
États						
Illinois	10,8	0,4	9,5	1,7	8,7	1,6
Indiana	17,1	0,9	12,5	0,6	11,0	3,2
Iowa	7,6	0,2	8,1	5,0	8,5	0,9
Kentucky	11,8	0,5			14,0	8,6
Maine	5,6	12,6			8,6	0,1
Michigan	7,6	1,7	6,2	1,7	10,1	2,6
Minnesota	7,1	0,6	5,7	35,2	8,6	1,0
New Hampshire	8,6	2,0				
New Jersey	18,9	1,0			8,4	0,1
New York	8,2	4,4			9,1	0,8
Caroline du Nord	13,9	0,3	10,0	0,1	12,0	3,1
Ohio	10,6	1,2	12,8	0,2	11,5	8,8
Pennsylvanie	13,2	3,0			10,9	5,1
Tennessee	9,9	0,2			13,4	4,9
Vermont	8,3	1,8				
Virginie	14,2	0,9			11,8	7,6
Virginie-Occidentale	18,4	0,5	10,0	0,1	14,0	26,4
Wisconsin	6,2	0,6	7,1	7,6	9,0	1,3
Provinces						
Ontario	6,0	7,7	3,5	16,4	9,2	4,8
Québec	4,9	17,8	2,4	0,2	6,6	0,7

Source : Évaluation scientifique Canada-États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004.

des $P_{2,5}$ associées aux masses d'air dans cet État est inférieure à 6 µg/m³. De la même manière, des provinces canadiennes contribuent largement à la pollution des secteurs de catégorie 1 dans la région frontalière. C'est ainsi que l'Ontario apporte 16 % de la masse annuelle des $P_{2,5}$ à la région des eaux limitrophes et que le Québec en apporte 18 % au secteur Acadia. L'Ohio et la Pennsylvanie sont associés à des masses d'air à concentration élevée de $P_{2,5}$ au-dessus des trois secteurs de catégorie 1 mentionnés plus haut, mais ces États ne rejettent une quantité importante (> 5 %) des $P_{2,5}$ annuellement déversées que sur le secteur voisin de nature vierge de Dolly Sods.

Par analogie, la contribution de chacun des États et des provinces à l'ensemble des 17 secteurs de catégorie 1 a été établie (résultats non affichés). On constate que certains États associés à des masses d'air à forte concentration de $P_{2,5}$ ne déversent que peu de ces particules en masse sur l'ensemble de ces secteurs. À l'inverse, des États (ou provinces) associés à de faibles concentrations moyennes peuvent déverser annuellement une masse importante de particules (Kenski, 2004).

L'*Évaluation scientifique Canada-États-Unis portant sur le transport frontalier des particules*, complétée et examinée par les pairs en 2004, et prévue par l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air, a relevé de nouvelles preuves selon lesquelles les émissions de SO_2 et de NO_x du nord-est des États-Unis, et du sud du Canada influent sur la concentration des $P_{2,5}$

Tableau A-1 Concentration moyenne et pourcentage de la contribution de la masse de $P_{2,5}$ de certains États à certains secteurs de catégorie 1 (Acadia, eaux limitrophes, Dolly Sods)

Secteurs de catégorie 1	Acadia		Eaux limitrophes		Dolly Sods	
État/ province	Concentration moyenne de $P_{2,5}$ (ug/m³)	Pourcentage annuel de la masse de $P_{2,5}$	Concentration moyenne de $P_{2,5}$ (ug/m³)	Pourcentage annuel de la masse de $P_{2,5}$	Concentration moyenne de $P_{2,5}$ (ug/m³)	Pourcentage annuel de la masse de $P_{2,5}$
États						
Illinois	10,8	0,4	9,5	1,7	8,7	1,6
Indiana	17,1	0,9	12,5	0,6	11,0	3,2
Iowa	7,6	0,2	8,1	5,0	8,5	0,9
Kentucky	11,8	0,5			14,0	8,6
Maine	5,6	12,6			8,6	0,1
Michigan	7,6	1,7	6,2	1,7	10,1	2,6
Minnesota	7,1	0,6	5,7	35,2	8,6	1,0
New Hampshire	8,6	2,0				
New Jersey	18,9	1,0			8,4	0,1
New York	8,2	4,4			9,1	0,8
Caroline du Nord	13,9	0,3	10,0	0,1	12,0	3,1
Ohio	10,6	1,2	12,8	0,2	11,5	8,8
Pennsylvanie	13,2	3,0			10,9	5,1
Tennessee	9,9	0,2			13,4	4,9
Vermont	8,3	1,8				
Virginie	14,2	0,9			11,8	7,6
Virginie-Occidentale	18,4	0,5	10,0	0,1	14,0	26,4
Wisconsin	6,2	0,6	7,1	7,6	9,0	1,3
Provinces						
Ontario	6,0	7,7	3,5	16,4	9,2	4,8
Québec	4,9	17,8	2,4	0,2	6,6	0,7

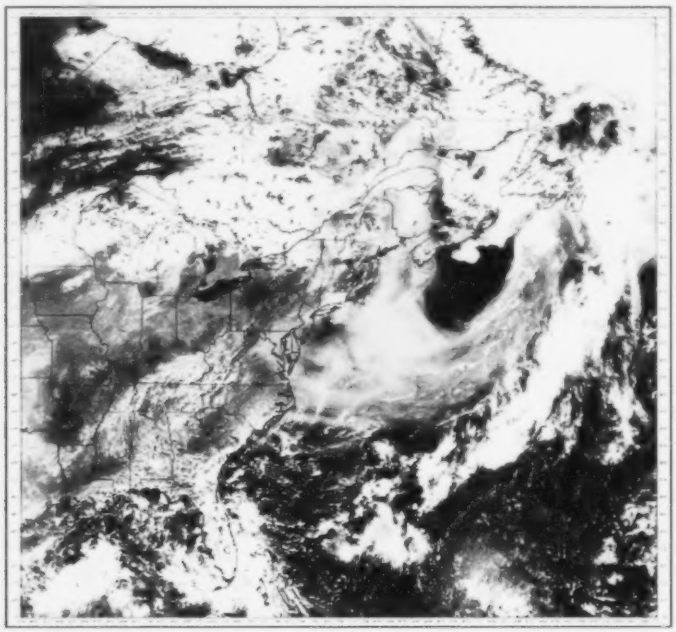
Source : Évaluation scientifique Canada-États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004.

des $P_{2,5}$ associées aux masses d'air dans cet État est inférieure à 6 µg/m³. De la même manière, des provinces canadiennes contribuent largement à la pollution des secteurs de catégorie 1 dans la région frontalière. C'est ainsi que l'Ontario apporte 16 % de la masse annuelle des $P_{2,5}$ à la région des eaux limitrophes et que le Québec en apporte 18 % au secteur Acadia. L'Ohio et la Pennsylvanie sont associés à des masses d'air à concentration élevée de $P_{2,5}$ au-dessus des trois secteurs de catégorie 1 mentionnés plus haut, mais ces États ne rejettent une quantité importante (> 5 %) des $P_{2,5}$ annuellement déversées que sur le secteur voisin de nature vierge de Dolly Sods.

Par analogie, la contribution de chacun des États et des provinces à l'ensemble des 17 secteurs de catégorie 1 a été établie (résultats non affichés). On constate que certains États associés à des masses d'air à forte concentration de $P_{2,5}$ ne déversent que peu de ces particules en masse sur l'ensemble de ces secteurs. À l'inverse, des États (ou provinces) associés à de faibles concentrations moyennes peuvent déverser annuellement une masse importante de particules (Kenski, 2004).

L'*Évaluation scientifique Canada-États-Unis portant sur le transport frontalier des particules*, complétée et examinée par les pairs en 2004, et prévue par l'Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air, a relevé de nouvelles preuves selon lesquelles les émissions de SO_2 et de NO_X du nord-est des États-Unis, et du sud du Canada influent sur la concentration des $P_{2,5}$

Figure A-12 Image satellitaire de l'épisode de particules lors d'un l'incendie de forêt au Québec, en juillet 2002



Source : Évaluation scientifique Canada–États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, 2004.

dans de nombreuses régions des deux pays, à l'inclusion de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick à l'est. Les analyses portant sur les sources et les récepteurs révèlent l'existence de plusieurs régions contribuant aux concentrations élevées de particules dans l'est de l'Amérique du Nord. Il s'agit entre autres des régions suivantes :

- sud-est de l'Ohio à l'ouest de la Virginie et de l'ouest du Kentucky au centre du Tennessee
- corridor Windsor-Québec
- Midwest américain et corridor Boston-Washington (D.C.)
- vallée de la rivière Ohio

L'observation de certains phénomènes naturels, comme les incendies de forêt et les retombées denses de poussière, permet de confirmer l'existence de courants de masses d'air de part et d'autre de la frontière. Les images satellitaires et les mesures optiques de l'épaisseur des couches d'aérosol apportent des preuves graphiques du mouvement des polluants au-dessus de la frontière (figure A-12). Cet épisode en particulier illustre clairement le déplacement depuis le Canada de masses d'air, et des polluants qui y sont associés, vers une grande étendue sur le territoire canadien, et jusqu'au sud des États-Unis.

A.5 SOMMAIRE

Les États-Unis et le Canada ont en commun trois grands problèmes de qualité de l'air qui nuisent à la santé publique et dégradent la visibilité : ce sont les particules ($P_{2,5}$), l'ozone troposphérique (O_3) et les dépôts acides. Le transport de précurseurs clés rejetés dans l'atmosphère, comme le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, les composés organiques volatils et l'ammoniac, peut conduire à la formation de dépôts acides et d'ozone au sol (smog).

Une partie importante de la population vivant du côté est du continent, le long de la frontière canado-américaine, est exposée à des polluants atmosphériques à une concentration

supérieure aux normes de qualité de l'air adoptées pour la protection de la santé. En outre, les dépôts acides demeurent élevés au point qu'ils sont sources de préoccupation pour les écosystèmes vulnérables. Malgré une diminution marquée des émissions de ces polluants clés, on continue d'observer des problèmes de qualité de l'air, de visibilité, de brume régionale et de dépôt acide dans la région située le long de la frontière canado-américaine.

Des résultats d'observation, ainsi que des renseignements sur les émissions et des résultats de modélisation de la qualité de l'air, ont servi à délimiter les régions sources qui contribuent à la mauvaise qualité de l'air dans la région frontalière. Ces résultats scientifiques ont conduit à la reconnaissance de la valeur d'une approche de gestion sans frontière de la qualité de l'air.

On a déterminé qu'il fallait apporter de nouvelles réductions des émissions pour améliorer la qualité de l'air et la visibilité, ainsi que pour réduire les dépôts acides et la brume régionale dans la région frontalière. Les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission peuvent permettre d'abaisser la charge totale de polluants dans l'atmosphère. Ce type de programmes est le plus efficace lorsque les polluants sont émis par de nombreuses sources et qu'ils sont transportés sur une vaste région géographique. Les données présentées ici viennent confirmer que tel est le cas le long de la région frontalière canado-américaine.

A.6 BIBLIOGRAPHIE

Bulger, A.J., Cosby, B.J. et Webb, J.R. (2000). Current, reconstructed past, and projected future status of brook trout (*Salvelinus fontinalis*) streams in Virginia. Journal canadien des sciences halieutiques et aquatiques, 57: 1515-1523.

Comité Canada–États-Unis de la qualité de l'air (2002). Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air : Rapport d'étape 2002.

Comité Canada–États-Unis de la qualité de l'air (2004). Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air : Rapport d'étape 2004.

Charola, A.E. (2001). Acid deposition on stone. U.S. National Committee of the International Council on Monuments and Sites (U.S./ICOMOS) Scientific Journal III (1): 19-58.

Driscoll, C.T., Lawrence, G.B., Bulger, A.J., Butler, T., Cronan, C.S., Eagar, C., Lambert, K.F., Likens, G.E., Stoddard, J.L. et Weathers, K.C. (2001). Acidic deposition in the northeastern United States: Sources and inputs, ecosystem effects, and management strategies. Bioscience, 51(3): 180-198.

Environnement Canada. Évaluation scientifique 2004 des dépôts acides au Canada. Service météorologique du Canada, Environnement Canada.

Finlayson-Pitts, B.J. et Pitts, J.N. (2000). Chemistry of the Upper and Lower Atmosphere: Theory, Experiments and Applications. Academic Press, San Diego, Californie.

Kenski, D.M. (2004). Quantifying transboundary transport of $PM_{2.5}$: A GIS analysis. In: "Proceedings of the 97th Air and Waste Management Association Annual Conference, Indianapolis, Indiana, June 2004."

McMurry, P.H., Shepherd, M.F. et Vickery, J.S. (2004). "Particulate Matter Science for Policy Makers: A NARSTO Assessment." Cambridge University Press, Cambridge.

Seinfeld, H.H. et Pandis, S.N. (1997). "Atmospheric Chemistry and Physics: From Air Pollution to Climate Change." Wiley, New York.

Sous-comité de la collaboration scientifique, Comité Canada–États-Unis de la qualité de l'air (2004). Évaluation scientifique Canada–États-Unis portant sur le transport frontalier des particules. N° de catalogue En56-203/2004F.

U.S. EPA (2005). "Regulatory Impact Analysis for the Final Clean Air Interstate Rule." Office of Air and Radiation, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C., mars, pages 4-30 et 4-31.

CHAPITRE B
CONTEXTE JURIDIQUE

Au Canada et aux États-Unis, ce sont des paliers de gouvernement différents qui ont les pouvoirs relatifs aux affaires environnementales, et cette situation se reflète dans les lois environnementales des deux pays. Au Canada, le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux jouent un rôle dans la réglementation des émissions de SO_2 et de NO_X. Aux États-Unis, les administrations étatiques sont chargées de la mise en œuvre d'une bonne partie de la législation environnementale, mais c'est le gouvernement fédéral qui fixe les normes régissant la qualité de l'air ambiant et les limites d'émission générales.

Dans la présente section, nous analysons le cadre juridique auquel serait soumis un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission (aussi appelé, ci-après, « programme de plafonnement et d'échange »). Comme il n'existe encore aucun programme national de ce genre au Canada, nous décrivons dans les pages qui suivent les pouvoirs juridiques qui permettraient au pays d'établir un tel régime. En ce qui concerne les États-Unis, nous décrivons aussi les programmes existants de plafonnement et d'échange, et nous analysons certaines des exigences techniques d'un programme d'échange transfrontalier. À l'heure actuelle, il n'existe aux États-Unis aucun programme de plafonnement et d'échange qui donne lieu à l'échange international de droits d'émission, et on ignore au juste dans quelle mesure le *Clean Air Act* autoriserait l'instauration d'un tel programme. L'autorisation d'un programme de plafonnement et d'échange pour le SO_2 et les NO_X nécessiterait vraisemblablement la prise de mesures législatives et/ou réglementaires. La section B.1 décrit la réglementation des émissions de SO_2 et de NO_X aux États-Unis, tandis que la section B.2 décrit la réglementation canadienne.

B.1 ÉTATS-UNIS

Aux États-Unis, l'Environmental Protection Agency (EPA) — un organisme fédéral — établit et applique les dispositions réglementaires qui assurent la mise en vigueur des lois environnementales qu'adopte le Congrès. L'EPA est chargée de faire des recherches sur divers programmes environnementaux et de fixer les normes nationales connexes et, dans bien des cas, délègue aux États et aux tribus la responsabilité d'octroyer les permis, de surveiller et de faire appliquer les exigences, mais se réserve le pouvoir de faire respecter elle-même les exigences, le cas échéant. Dans les cas où les normes nationales ne sont pas respectées, l'EPA peut imposer des sanctions et prendre des mesures pour aider les États et les tribus à atteindre les niveaux de qualité environnementale souhaités. Il est toujours loisible à un État — à moins que ses lois ne l'interdisent — d'imposer des normes plus strictes que celles qu'exige le gouvernement fédéral en vue d'atteindre les objectifs environnementaux.

B.1.1 Le *Clean Air Act*

Le *Clean Air Act* (CAA) confère à l'EPA le pouvoir de fixer les concentrations atmosphériques admissibles des « principaux polluants » pour l'ensemble du pays. À ce jour, de telles limites ont été fixées pour les particules, le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde d'azote (NO_2), le dioxyde de soufre (SO_2), l'ozone (O_3) et le plomb. L'EPA fixe ces limites — appelées « National Ambient Air Quality Standards » (NAAQS) — en tenant compte de la santé humaine et de la prévention des dommages aux biens et à l'environnement. Les États qui le souhaitent peuvent fixer des normes de pollution plus strictes, mais elles ne peuvent pas être moins sévères. Par ailleurs, les autres règlements environnementaux ne peuvent avoir préséance sur les NAAQS. Bien qu'il existe une certaine latitude pour ce qui est de répondre aux exigences de réduction des émissions du Titre IV

des *Clean Air Act Amendments de 1990 (CAAA)*, comme il est décrit ci-après, les NAAQS limitent quand même la concentration admissible totale des principaux polluants dans un secteur donné. Le Titre I (NAAQS) et le Titre IV (Acid Rain Program) sont complémentaires.

Il incombe à chacun des États de se conformer aux NAAQS. Chaque État doit dresser un « State Implementation Plan » (SIP) (ou « plan de mise en œuvre de l'État ») où sont décrites les mesures prévues pour respecter les normes relatives à la qualité de l'air ambiant. Pour ce qui est de l'évaluation de la qualité de l'air, chaque État est divisé en plusieurs sous-régions, chacune désignée comme conforme — ou non conforme — aux exigences relatives à chacun des principaux polluants. Les SIP portent principalement sur les mesures et les calendriers conçus pour transformer une région dite non conforme en une région dite conforme. L'EPA examine et approuve chaque SIP et peut prendre en charge l'implantation des NAAQS dans un État si le SIP n'est pas adéquat.

Le CAA relève également 189 polluants atmosphériques dangereux, qui sont des substances chimiques reconnues pour présenter une menace de graves dangers pour la santé ou l'environnement. L'EPA peut allonger cette liste s'il le faut et promulguer des dispositions réglementaires visant à réduire les émissions de ces polluants qui proviennent de divers types de sources fixes. Ces sources sont tenues de recourir à la « Maximum Achievable Control Technology » (MACT) en vue de réduire les émissions de polluants atmosphériques dangereux.

Le système d'octroi de permis du CAA, qui est décrit au Titre V, est le principal mécanisme de réglementation de plusieurs types de sources fixes. Les permis relatifs aux sources, qu'octroient habituellement les États, précisent quels polluants sont émis à ce moment-là par la source en question, la quantité maximale de polluants qui peuvent être émis, de même que les mesures que doit prendre le propriétaire ou l'exploitant de la source pour surveiller et réduire les émissions. Tous les renseignements qui se rapportent au CAA sont contenus dans un permis unique, et l'EPA peut imposer des amendes en cas de manquement aux conditions du permis.

Le CAA comporte aussi des dispositions pour lutter contre la pollution qui s'étend sur plusieurs régions ou États. Par exemple, les États peuvent mettre sur pied des commissions interétatiques en vue de créer des stratégies régionales de réduction de la pollution atmosphérique, et l'EPA peut prendre des dispositions réglementaires visant à limiter le transport des émissions entre les États.

B.1.2 Titre IV – Pluies acides

Les pluies acides bénéficient d'une attention spéciale dans les CAAA parce que, en raison du transport à grande distance des composés acides, ce problème échappe au contrôle d'un État particulier ou d'une région particulière. Le Titre IV a pour objet d'amoindrir les dommages environnementaux que causent les dépôts acides en réduisant les émissions de SO_2 et de NO_x attribuables à la combustion de combustibles fossiles et provenant principalement des centrales électriques. Le Titre IV fixe un objectif national, soit la réduction des émissions annuelles totales de SO_2 de 10 millions de tonnes [1] en deçà des niveaux de 1980 (principalement au moyen d'un programme de plafonnement et d'échange), ainsi qu'un objectif consistant à réduire les émissions annuelles de NO_x d'environ deux millions de tonnes.

B.1.2.1 SO_2

Les émissions de SO_2 sont réduites au niveau maximum fixé grâce à un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

[1] 1 tonne = 2 000 lbs = 0,9072 tonne.

Portée

Le Titre IV prescrit une approche en deux étapes pour ce qui est d'opérer des réductions des émissions de SO_2 dans les centrales électriques à combustibles fossiles. La phase I a débuté en 1995 et visait 263 unités, à 110 centrales électriques alimentées pour la plupart au charbon, situées dans 21 États de l'est et du Midwest du pays [2]. Dans le cadre de la phase II, qui a débuté en 2000, le Titre IV en a élargi la portée à la quasi-totalité des centrales électriques à combustibles fossiles existantes desservant des génératrices d'une puissance nominale supérieure à 25 mégawatts, ainsi que la quasi-totalité des nouvelles unités, indépendamment de leur taille. En plus de viser les grandes unités alimentées au charbon, la phase II exige que les centrales plus petites et plus propres qui sont alimentées au charbon, au pétrole et au gaz, qui comptent en tout plus de 3 000 unités, aient obtenu des droits d'émission pour le SO_2.

Allocations

Le plafond général auquel sont soumises les émissions de SO_2 se divise en allocations, qui, à l'heure actuelle, autorisent une unité à rejeter une tonne de SO_2 pendant ou après une année précisée. Les unités actuellement visées — mais non pas les nouvelles — obtiennent des allocations qui sont fondées sur le produit de leur consommation de carburant antérieure et un débit d'émission précis. À la fin de chaque année civile, les propriétaires ou les exploitants de chaque unité doivent céder une allocation pour chaque tonne de SO_2 émise par cette même unité au cours de l'année. Les allocations peuvent être achetées, vendues ou accumulées (c.-à-d. mises en réserve), mais une fois qu'elles sont utilisées à des fins de conformité, il est impossible de s'en servir de nouveau. N'importe qui peut acquérir des allocations et prendre part au système d'échange. Quel que soit le nombre d'allocations que détient une source, celle-ci ne peut pas produire d'émissions à des niveaux qui enfreindraient n'importe quelle autre exigence du CAA.

Surveillance des émissions

En plus des exigences de détention d'allocations, chaque unité doit constamment mesurer et enregistrer ses émissions de SO_2, de NO_x et de CO_2. Cette obligation de surveillance assure la prise en compte crédible des émissions qui doit être faite pour garantir l'intégrité du système d'allocations en fonction du marché et vérifier si l'on atteint les objectifs de réduction des émissions. Des normes de surveillance rigoureuses donnent confiance dans les transactions relatives aux allocations car elles certifient les valeurs sous-jacentes du produit (c'est-à-dire les allocations) qui est échangé et garantissent que le gouvernement peut suivre les progrès accomplis par rapport aux objectifs de réduction souhaités.

Dans la plupart des cas, pour être conforme au Titre IV une unité doit être dotée d'un système de surveillance continue des émissions (SSCE) (appelé en anglais « CEMS », ou « continuous emission monitoring system »). L'EPA a pris des dispositions réglementaires détaillées au sujet des SSCE (Partie 75 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux), dont des procédures de certification initiale du matériel, des procédures d'assurance et de contrôle périodiques de la qualité, des exigences en matière de tenue de documents et de déclaration, ainsi que des procédures permettant de combler les périodes de données manquantes. Tous les SSCE doivent fonctionner de manière continue et être capables d'échantillonner, d'analyser et d'enregistrer des données à intervalles d'au moins 15 minutes. Dans certains cas, la Partie 75 autorise les centrales au mazout et au gaz à utiliser des méthodes de surveillance « d'exception », moins rigoureuses (comme le comptage et l'échantillonnage du combustible), au lieu de SSCE. Les sources touchées peuvent également présenter à l'EPA une requête lui demandant l'autorisation d'employer des systèmes de surveillance de rechange; pour être approuvé, un tel système de rechange doit présenter une exactitude et une fiabilité comparables à un SSCE.

[2] Un groupe additionnel de 182 unités s'est joint à la phase I du programme à titre d'unités de substitution ou de compensation, faisant ainsi passer à 445 le nombre total d'unités visées par la phase I.

Si les données des SSCE, les données issues d'un système d'exception ou celles qui proviennent d'un système de surveillance de rechange approuvé par l'EPA ne sont pas disponibles pour une unité quelconque au cours d'une période donnée, cette unité est considérée comme ayant fonctionné de manière non contrôlée durant la période pour laquelle les données n'étaient pas disponibles. L'EPA comporte diverses formules, dont certaines sont très prudentes, pour calculer les émissions durant les périodes de données manquantes, et le propriétaire ou l'exploitant est redevable des frais entraînés par les émissions excédentaires et doit quand même s'assurer qu'il détient suffisamment d'allocations pour compenser ces émissions excédentaires. Une amende est également prévue pour ceux qui ne se conforment pas aux dispositions de surveillance. (Pour plus de détails sur les mesures de surveillance et de déclaration, voir le chapitre D.)

Permis

Le propriétaire ou l'exploitant de chaque source est tenu de présenter une demande de permis, ainsi qu'un plan de conformité, en vertu du Titre V du CAA. Les permis relatifs aux précipitations acides exigent que le propriétaire ou l'exploitant conserve, pour chaque unité visée, un nombre suffisant d'allocations pour couvrir les émissions de SO_2 de son unité chaque année, qu'il respecte la limite applicable concernant les émissions de NO_X et qu'il surveille et déclare ses émissions. Les permis sont soumis aux commentaires du public avant d'être approuvés. À part ces exigences de base, le système d'octroi de permis que prévoit le Titre V ne prescrit pas de mesures précises que doivent prendre les propriétaires et les exploitants. Les sources jouissent d'une grande latitude quant à la manière de respecter les dispositions du Titre IV en matière de détention d'allocations, par exemple, en réduisant leurs émissions ou en achetant des allocations, à condition toutefois de détenir suffisamment d'allocations à la fin de l'année pour couvrir les émissions annuelles de cette année-là.

Adhésions

L'Acid Rain Opt-in Program offre aux sources qui ne sont pas tenues de participer au programme des précipitations acides la possibilité d'adhérer à ce dernier à titre volontaire et de recevoir leurs propres allocations concernant les émissions de SO_2. À ce jour, toutefois, seul un petit nombre d'unités se sont prévalues de cette possibilité.

B.1.2.2 NO_X

Le Titre IV des CAAA a aussi comme objectif de réduire les émissions de NO_X d'environ 2 millions de tonnes. Le programme concernant les NO_X offre une certaine souplesse aux sources pour ce qui est de choisir la façon de réduire les émissions, mais il ne « plafonne » pas les émissions de NO_X comme le fait le programme concernant le SO_2, pas plus qu'il ne recourt à un système d'échange d'allocations. Les sources visées doivent plutôt respecter un débit d'émission de NO_X, qui est exprimé en livres de NO_X par million de Btu (MMBtu) [3] en apport de chaleur. Une source visée peut respecter le débit d'émission qui s'applique à une chaudière particulière ou, alors, faire la moyenne de ses débits d'émission par rapport à ceux d'une ou de plusieurs autres chaudières que possède le même propriétaire ou exploitant.

La phase I du programme concernant les NO_X a débuté le 1er janvier 1996; elle visait deux types de chaudières déjà ciblées pour les réductions des émissions de SO_2 de la phase I : les plus grosses chaudières à fond sec, chauffées par les parois, et les chaudières à combustion tangentielle. Environ 170 chaudières devaient se conformer aux débits d'émission de NO_X au cours de la phase I. La phase II du programme

[3] Un Btu = 1,06 kilojoule.

concernant les émissions de NO_x, qui a commencé en 2000, a fixé des limites d'émission inférieures pour les autres chaudières à fond sec et à combustion tangentielle, et a fixé des limites initiales d'émission de NO_x pour les chaudières recourant à la technologie de la cellule de brûlage, les chaudières-cyclones, les chaudières à fond humide et les autres types de chaudières alimentées au charbon.

B.1.3 Programme du bilan des émissions de NO_x de l'Ozone Transport Commission

En 1994, un certain nombre d'États de l'est ont formé l'Ozone Transport Commission (OTC) en vue d'aborder la réduction des émissions de NO_x sous un angle régional [4], comme le prescrivaient les modifications du *Clean Air Act* de 1990. À cause du transport régional des émissions, la plupart des États membres de l'OTC avaient de la difficulté à respecter les NAAQS concernant l'ozone en prenant des mesures étatiques individuelles. Dans le cadre de l'OTC, ces États ont convenu de créer et d'adopter un programme réglementaire de plafonnement et d'échange en vue de réduire les émissions de NO_x provenant des génératrices d'électricité et des chaudières industrielles de grande taille, à partir de 1999. L'EPA a aidé ces États en établissant une « règle type » que les États pouvaient adopter, et qui définissait les éléments du système d'échange qui devaient être uniformes d'un État à un autre. Au nombre de ces éléments figuraient l'applicabilité de la source (couverture sectorielle), la période de réduction des émissions, des exigences en matière de mise en réserve et d'échange d'allocations, la surveillance des émissions, la tenue de registres concernant les émissions et les allocations, de même que des exigences en matière de déclaration électronique.

B.1.3.1 Éléments communs

Applicabilité

Le programme visait toutes les chaudières à combustibles fossiles ou les échangeurs de chaleur indirects ayant une capacité thermique nominale maximale de 250 MMBtu/heure ou plus, ainsi que toutes les installations de production d'électricité ayant une puissance nominale de 15 MW ou plus. Les États avaient le choix d'obliger des sources additionnelles — tant celles qui se situaient en deçà du seuil que celles qui faisaient partie d'autres secteurs — à participer au programme d'échange si elles étaient capables de surveiller convenablement les émissions.

Bilans des émissions de NO_x

Le bilan régional des émissions de NO_x de l'OTC a été établi en 1995, à la suite de discussions menées entre les États, le secteur privé, l'EPA et divers groupes environnementalistes. Le groupe a appliqué l'objectif général de réduction des émissions aux émissions de l'année de base (1990) provenant des sources visées et a ensuite divisé le plafond total obtenu entre les États participants. Chaque État a par la suite été chargé de répartir les allocations entre des sources précises, mais les plafonds fixés pour les émissions, ou les bilans des États, ne pouvaient pas être changés.

Période de réduction des émissions

La période de réduction des émissions pendant laquelle les unités devaient restreindre leurs émissions durait du mois de mai au mois de septembre, ce qui correspond au pic annuel d'ozone. À partir de 1999, la somme des émissions de NO_x provenant des sources visées par le bilan au cours de la période de réduction des émissions de mai à septembre ne pouvait pas dépasser le nombre équivalent d'allocations accordées dans la région, et chaque source devait conserver une quantité d'allocations au

[4] Maine, New Hampshire, Vermont, Massachusetts, Connecticut, Rhode Island, New York, New Jersey, Pennsylvanie, Maryland, Delaware, Virginie-Occidentale et District de Columbia.

moins égale à ses émissions de NO_X. Les sources visées par le bilan étaient autorisées à acheter, à vendre ou à échanger des allocations en vue de répondre à leurs besoins. En 2003, les États membres de la OTC ont réduit les plafonds en vertu des exigences des SIP concernant les NO_X qui ont remplacé le programme d'échange de l'OTC (voir la section B.1.4 ci-après). Le degré de conformité est déterminé chaque année après la fin de la période de réduction des émissions, en vérifiant si chaque source visée détient suffisamment d'allocations pour compenser ses émissions. Les sources peuvent reporter des allocations à l'année suivante, mais elles ne peuvent pas générer d'émissions à des niveaux qui enfreindraient d'autres exigences du CAA ou des États.

Surveillance, suivi des allocations et déclaration

Comme dans le cas du SO_2 dans le cadre de l'*Acid Rain Program*, Titre IV, les sources visées par l'OTC étaient tenues de surveiller leurs émissions, principalement à l'aide d'un SSCE. Les sources peu polluantes, comme les centrales alimentées au gaz, pouvaient utiliser d'autres méthodes d'estimation, à condition d'offrir un degré d'exactitude similaire. Les États membres de l'OTC ont demandé que l'EPA mette au point des systèmes de suivi des émissions et des allocations concernant les NO_X (voir la chapitre F) en se fondant sur les systèmes fédéraux déjà en place pour le SO_2. Ils ont demandé aussi à l'EPA d'administrer les procédures annuelles de rapprochement et de conformité. Les États ont conservé la responsabilité de l'attribution des allocations, des exigences en matière de vérification de la surveillance des sources, ainsi que de l'observation des exigences.

B.1.3.2 Souplesse

Selon la règle type, il incombait aux États d'adopter des réglements étatiques en vue de mettre en œuvre le programme de l'OTC et d'attribuer les allocations aux sources visées se trouvant sur leur propre territoire. L'OTC a décidé qu'une certaine liberté sur le plan des méthodes d'attribution ne nuirait pas au fonctionnement du système d'échange, et les États ont donc pu choisir différentes méthodes d'attribution. Il incombait aussi à ces derniers de déterminer les niveaux de référence pour les sources qui adhéraient au programme, et ils avaient le choix de mettre de côté des allocations pour procéder à des réductions anticipées avant le début du programme, pour des projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable, ainsi que pour les nouveaux inscrits.

B.1.4 Les exigences des SIP concernant les NO_X

En 1998, l'EPA a annoncé qu'un nombre important d'États de l'est du pays seraient tenus de soumettre de nouveaux *State Implementation Plans* (SIP) pour les NO_X [5]. L'EPA a conclu qu'à cause du transport à longue distance de l'ozone, si l'on ne réduisait pas davantage les émissions régionales, ces États continueraient de ne pas être conformes aux normes de qualité de l'air pour ce polluant. Les exigences des SIP fixaient des bilans étatiques pour les émissions totales de NO_X au cours de la saison d'ozone, soit du 1er mai au 30 septembre de chaque année. Il était loisible à chaque État d'adopter des mesures précises pour respecter les limites d'émission concernant divers secteurs mentionnés dans les exigences des SIP, mais l'EPA a créé une règle type pour les États qui préféraient, pour les sources fixes, une méthode de plafonnement des émissions et d'échange de

[5] Les États en question comprennent l'Alabama, le Connecticut, le District de Columbia, le Delaware, l'Illinois, l'Indiana, le Kentucky, le Massachusetts, le Maryland, le Michigan, la Caroline du Nord, le New Jersey, l'État de New York, l'Ohio, la Pennsylvanie, le Rhode Island, la Caroline du Sud, le Tennessee, la Virginie, la Virginie-Occidentale, le Wisconsin, la Géorgie et le Missouri. À la suite d'un litige en 2000, le Wisconsin a été exclu du programme et la Géorgie et le Missouri ont obtenu l'année 2007 comme date de conformité.

droits d'émission en vue d'obtenir les réductions requises. Dans le cadre de la règle type, l'EPA applique un programme de plafonnement et d'échange concernant les émissions de NO_X durant la saison d'ozone pour les États qui décident d'y adhérer. La similitude entre cette règle type et la règle type du programme du bilan des NO_X de l'OTC a permis aux États participant à l'OTC de faire sans heurt la transition vers le programme des exigences des SIP concernant les NO_X, appelé *NO_X Budget Trading Program* (« programme d'échange de bilan des NO_X »).

B.1.4.1 La règle type – Éléments communs

La règle type a énoncé les éléments obligatoires du programme d'échange de bilan des NO_X. Les États pouvaient décider de ne pas adopter le programme d'échange appliqué par l'EPA dans son ensemble, mais s'ils décidaient d'y participer, il fallait qu'ils adoptent la règle tout entière, et seuls quelques types de changements étaient autorisés. Les éléments obligatoires assuraient une certaine uniformité d'un État à un autre au point de vue de l'élaboration d'un programme régional de plafonnement et d'échange. Cette uniformité est essentielle à un marché d'émissions rentable, à un régime transparent de surveillance et de conformité, ainsi qu'à la valeur et à la validité d'une allocation. Pour ce qui est d'un petit nombre d'éléments, tels que la répartition et les mises en réserve des allocations, les États jouissaient d'une certaine liberté pour modifier la règle.

Applicabilité

Pour adopter la règle type, les États devaient inclure la totalité des génératrices à combustibles fossiles d'une puissance nominale de plus de 25 MW, de même que toutes les chaudières et turbines à usage industriel ayant une puissance thermique nominale de plus de 250 MMBtu/heure. Les États membres de l'OTC qui faisaient la transition au système des exigences des SIP concernant les NO_X (tous les États, sauf le New Hampshire) pouvaient conserver leur seuil d'applicabilité pour les génératrices ayant une puissance nominale égale ou supérieure à 15 MW.

Surveillance

Comme dans le cas du programme d'échange concernant le SO_2, toutes les sources visées sont tenues de surveiller les émissions à l'aide d'un SSCE ou d'une autre méthode de rigueur équivalente. L'EPA a mis à jour la Partie 75 du règlement afférent au Titre IV en vue d'y inclure des dispositions de surveillance et de certification, d'examen des données, d'essais d'assurance de la qualité et de déclarations trimestrielles des émissions massiques de NO_X provenant à la fois de centrales électriques et de sources industrielles dans le cadre d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Il incombe à l'EPA d'établir et de maintenir le système centralisé de suivi des données relatives aux émissions.

Période d'attribution des allocations

L'EPA attribue des allocations de NO_X aux diverses sources en fonction d'un calendrier déterminé par chacun des États. En général, l'attribution a lieu un certain nombre d'années avant le début de la période de conformité afin de faciliter la fluidité du marché, et elle procure aux propriétaires et aux exploitants l'élément de certitude dont ils ont besoin pour dresser des plans de réduction des émissions à long terme. Cette période de conformité annuelle aux exigences des SIP concernant les NO_X est la période de cinq mois que dure la saison d'ozone, soit du mois de mai au mois de septembre. Le processus de rapprochement des allocations suit une période de deux mois durant laquelle les sources peuvent effectuer des transferts d'allocations additionnels.

Mise en réserve

Une allocation est définie comme une autorisation d'émettre une tonne de NO_X au cours d'une saison particulière. Les sources ne peuvent pas

utiliser une allocation avant l'année de son attribution, mais il est possible de mettre en réserve les allocations inutilisées afin de s'en servir ultérieurement. Une disposition appelée « Progressive Flow Control » change la situation des allocations mises en réserve si le total excède 10 % du bilan régional. Dans ces conditions, une source ne peut utiliser qu'une partie de ses allocations mises en réserve en vue d'atteindre le degré de conformité prescrit, et ce, sans être mise à l'amende. Le reste des allocations mises en réserve doit être cédé dans une proportion de 2 contre 1 (deux allocations mises en réserve contre une tonne d'émissions). Cette caractéristique a pour but de décourager les fluctuations de grande ampleur dans les émissions — ainsi que dans le degré de conformité — au cours d'une saison d'ozone particulière qui pourraient susciter des préoccupations quant à la qualité de l'air.

Conformité

Comme dans le cas du programme concernant le SO_2, toutes les sources doivent détenir suffisamment d'allocations pour couvrir les émissions, dans le cas présent, au cours de la saison d'ozone (l'été). L'EPA effectue le processus annuel de rapprochement en vue d'évaluer le degré de conformité et applique une compensation automatique qui équivaut à trois allocations pour chaque tonne d'émissions excédentaires. Les États prennent l'initiative en recourant à des mesures d'application additionnelles, dont des amendes, et les sources visées sont quand même couvertes par toutes les autres dispositions applicables du CAA.

B.1.4.2 Souplesse des États

Méthode d'attribution

Les États reçoivent des bilans des émissions totales de NO_x en fonction des niveaux de référence des émissions des sources visées, mais il leur est possible de déterminer la méthode d'attribution. Les États peuvent attribuer les allocations aux sources en prenant pour base les émissions antérieures, en procédant à des mises à jour périodiques ou en recourant à toute autre combinaison de méthodes, à condition toutefois de ne pas attribuer plus que le bilan alloué à l'État. Les méthodes d'attribution sont décrites dans le SIP de l'État qui a adopté la règle type du programme d'échange de bilan des NO_x.

Mises de côté

Les États peuvent aussi mettre de côté une partie du bilan des NO_x afin de fournir des mesures incitatives visant à obtenir des réductions anticipées, à produire de nouvelles énergies renouvelables et à prendre des mesures d'efficacité énergétique liées à la demande.

Sources additionnelles

À condition de respecter les mêmes normes strictes de surveillance et de déclaration, les États peuvent décider d'exiger d'inclure dans le programme d'échange les génératrices ou les chaudières industrielles qui se situent en deçà des seuils de taille prescrits dans la règle type, de même que d'autres types de sources. En outre, ils peuvent décider d'adopter des procédures dans le cadre desquelles des sources particulières non assujetties par ailleurs au programme d'échange adhèrent (à titre volontaire) à ce dernier, à condition de répondre à certaines exigences, dont les mêmes normes strictes de surveillance et de déclaration des émissions.

Mesures réglementaires additionnelles

La règle type n'a préséance sur aucun règlement étatique existant concernant les émissions de NO_x et la qualité de l'air. Par exemple, les États doivent quand même satisfaire aux normes nationales de qualité de l'air ambiant (NAAQS) qui s'appliquent à l'ozone. En outre, une source visée ne peut dépasser le seuil admissible d'émission, peu importe la quantité d'allocations qu'elle détient.

B.1.5 Législation et réglementation finale proposées aux États-Unis pour de multiples polluants

B.1.5.1 Législation : Projet de loi Clear Skies[6]

Bien que l'expérience acquise sur le plan des échanges d'allocations soit fructueuse, les États-Unis se sont engagés à réduire davantage les émissions de NO_X et de SO_2 de façon à respecter les normes nationales de qualité de l'air ambiant et à réduire les précipitations acides et la brume régionale et à aborder d'autres problèmes d'environnement. Le projet de loi « Clear Skies » créerait un programme national d'échange multipolluants pour les génératrices, que l'EPA gérerait à l'échelon central, et qui prendrait appui sur le programme concernant le SO_2 déjà existant, les exigences des SIP concernant les NO_X ainsi que les pouvoirs réglementaires que confère actuellement le CAA pour les émissions de mercure. Comme pour n'importe quel projet de loi aux États-Unis, le projet de loi Clear Skies doit être adopté par le Congrès avant de devenir loi. Une autre approche réglementaire, établie en vertu de l'actuel CAA, la Clean Air Interstate Rule (CAIR), et exigeant que l'on réduise les émissions de NO_X à partir de 2009 et les émissions de SO_2 en 2010, a été finalisée en mars 2005; cette règle est décrite à la section B.1.5.2.

B.1.5.2 Réglementation : la Clean Air Interstate Rule

Dans le cadre de son engagement à réduire davantage les émissions de NO_X et de SO_2, l'EPA a promulgué un règlement final intitulé « Clean Air Interstate Rule » (CAIR)[7]. La CAIR est une solution de rechange réglementaire à l'adoption d'une nouvelle loi. Selon cette initiative réglementaire, l'EPA utilise le pouvoir que lui confère le *Clean Air Act* pour exiger des réductions supplémentaires des émissions si la réglementation actuelle s'avère insuffisante pour satisfaire aux NAAQS. Comme dans le cas des exigences des SIP concernant les NO_X, il est loisible aux États de décider quelles sources doivent réduire leurs émissions en vue de respecter le bilan des émissions de l'État, et l'EPA a établi un programme facultatif d'échange et de plafonnement qui est similaire à l'actuel Acid Rain Program.

La portée géographique de la règle se limite aux États ayant contribué dans une large mesure aux secteurs non conformes d'autres États sur le plan de l'ozone et des particules. La plupart des États de l'est du pays sont contrôlés au chapitre des émissions de SO_2 et de NO_X, et un nombre légèrement supérieur d'États sont contrôlés au chapitre des émissions de NO_X durant la saison d'ozone. Les États de l'ouest ne tombent pas sous le coup de la Clean Air Interstate Rule.

Les plafonds et les calendriers sont divisés en deux étapes. Pour ce qui est du SO_2, le plafond de 3,6 millions de tonnes qui est prévu pour l'étape I commence en 2010, et il diminue à 2,5 millions de tonnes au moment où débute l'étape II, soit en 2015. Le programme concernant les NO_X commence un an plus tôt, en 2009, et le plafond de l'étape I est fixé à 1,5 million de tonnes; le plafond de l'étape II est fixé à 1,3 million de tonnes en 2015 (figure B-1).

Aperçu des programmes d'échange

La CAIR inclut trois règles types que les États peuvent adopter en vue d'obtenir les réductions requises sur le plan des émissions de SO_2 et de NO_X, et ce, au moyen d'un système de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. La règle type qui s'applique au programme d'échange concernant les émissions de SO_2 est conçue pour fonctionner de pair avec l'actuel programme du Titre IV. Dans le nouveau programme d'échange concernant le SO_2, on continue d'utiliser les allocations que fixe le Titre IV. Les réductions des émissions de SO_2 que fixe la CAIR, dans le programme d'échange, sont obtenues en établissant des proportions pour le retrait des allocations du Titre IV, et non

6 Pour plus de renseignements, voir **http://www.epa.gov/clearskies/**

7 Pour plus de renseignements, voir **http://www.epa.gov/cleanairinterstaterule/**

Figure B-1 CAIR : Région visée et plafonds des émissions

Source : EPA.

au moyen d'un bilan de nouvelles allocations. Les sources échangent les allocations du Titre IV applicables à l'année 2010 et aux années suivantes dans une proportion supérieure à 1 contre 1 afin de garantir que les réductions sont supérieures à celles que prévoit le Titre IV. Les sources peuvent utiliser les allocations concernant la période antérieure à l'année 2010 dans une proportion de 1 contre 1. Cette façon de procéder préserve la viabilité du programme du Titre IV et maintient le degré de confiance au sein du marché à l'égard des allocations du Titre IV.

Pour ce qui est des NO_X, il existe deux règles types : l'une pour un programme annuel d'échange d'émissions de NO_X et l'autre pour un programme d'échange au cours de la saison d'ozone. Chaque programme fixe, pour les allocations d'émission de NO_X visées par la CAIR, un bilan qui représente le nombre d'allocations qu'un État reçoit et peut attribuer à la source de son choix. Le programme annuel d'échange concernant les NO_X procure aux sources des allocations additionnelles à partir d'une réserve d'allocations supplémentaires fixe, par exemple, pour procéder à des réductions anticipées.

Le programme d'échange d'émissions de NO_X au cours de la saison d'ozone permet aux sources d'utiliser les allocations mises en réserve qui découlent des exigences des SIP concernant les NO_X. Les sources visées par les exigences des SIP concernant les NO_X qui ne font pas partie de la CAIR (comme les chaudières industrielles) peuvent être intégrées au programme d'échange d'émissions de NO_X au cours de la saison d'ozone.

Surveillance des émissions

Les sources sont tenues de se conformer aux dispositions de la Partie 75 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux (« 40 CFR Part 75 ») en matière de surveillance des émissions.

Permis

Les sources tenues de posséder un permis du Titre V et les sources adhérentes doivent détenir un permis de la CAIR. Ce dernier est délivré par l'autorité compétente locale ou étatique.

Adhésions

Les États peuvent décider de permettre à des sources d'adhérer aux programmes d'échange de la CAIR. Les adhésions se limitent aux chaudières, aux turbines ou aux autres dispositifs de combustion à combustibles fossiles qui évacuent toutes les émissions par une cheminée et qui sont capables de répondre aux exigences de la Partie 75 en matière de surveillance et de déclaration des émissions. Il y a deux mécanismes dont les États peuvent se servir pour autoriser une adhésion, et ils peuvent choisir l'un ou l'autre, ou les deux. Le premier exige — au moyen d'attributions d'allocations réduites — une diminution de 30 % des émissions, et le second comporte des dispositions et des exigences spéciales pour les sources qui adoptent de nouvelles technologies reconnues.

Mises en réserve

Les programmes d'échange visés par la CAIR permettent de mettre en réserve des allocations sans restriction. En outre, les allocations mises en réserve qui découlent des exigences des SIP concernant les NO_X peuvent être utilisées dans le programme d'échange d'émissions de NO_X au cours de la saison d'ozone de la CAIR, et les allocations du titre IV qui sont mises en réserve peuvent être utilisées dans le programme d'échange d'émissions de SO_2 de la CAIR. La CAIR ne prévoit aucun contrôle des débits.

Conformité

Dans les programmes d'échange de la CAIR, le processus de conformité — ou d'« égalisation » — est quelque peu différent, selon qu'il est question du SO_2 ou des NO_X. Pour le SO_2 comme pour les NO_X, chaque source doit détenir dans son compte de conformité un tonnage équivalent d'allocations qui est au moins égal au tonnage des émissions au cours de la période de réduction des émissions (c'est-à-dire : une année civile pour le SO_2 et une année civile ou une saison d'ozone pour les NO_X). Cependant, dans le programme d'échange d'émissions de SO_2 de la CAIR, les allocations du titre IV sont utilisées comme suit à des fins de conformité : chaque allocation applicable à la période précédant l'année 2010 donne droit à une tonne d'émissions de SO_2; chaque allocation applicable à la période de 2010 à 2014 donne droit à 0,50 tonne d'émissions de SO_2; chaque allocation applicable à l'année 2015 ou à une année ultérieure donne droit à 0,35 tonne d'émissions de SO_2. Dans les programmes d'échange d'émissions de NO_X de la CAIR, chaque allocation concernant les NO_X donne droit à une tonne d'émissions de NO_X, mais les allocations concernant les NO_X au cours d'une saison d'ozone de la CAIR ne peuvent pas être utilisées dans le programme annuel d'échange d'émissions de NO_X de la CAIR, et vice versa. En outre, la quantité d'allocations concernant les NO_X qui est attribuée (c'est-à-dire le plafond) est réduite à partir de 2015, tant dans les programmes d'échange annuels que dans les programmes d'échange au cours de la saison d'ozone.

Souplesse

La CAIR oblige les États visés à opérer des réductions sur le plan des émissions de SO_2 et de NO_X et offre des programmes d'échange administrés par l'EPA, tels qu'énoncés dans les règles d'échange types, comme l'un des moyens d'obtenir les réductions requises. Les États peuvent toutefois choisir la méthode qu'ils désirent et ne sont pas obligés d'utiliser les programmes d'échange administrés par l'EPA. Les États qui utilisent ces programmes d'échange doivent adopter la règle type applicable, et seuls quelques petits changements sont autorisés. En particulier, les États peuvent répartir comme bon leur semble les allocations d'émission de NO_X dans ces programmes d'échange. L'EPA offre une méthode d'attribution possible, mais n'oblige pas à l'utiliser. Le programme d'échange d'émissions de SO_2 de la CAIR se fonde sur les allocations relatives aux précipitations acides qui sont déjà attribuées, ce qui signifie que les États ne bénéficient pas de cette souplesse pour

le SO_2. Comme nous l'expliquons à la section traitant des adhésions, les États ne sont pas tenus d'inclure les dispositions en matière d'adhésion dans leurs règles d'échange.

B.2 CANADA

B.2.1 Introduction

Au Canada, le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces se partagent la compétence en matière d'environnement. L'« environnement » n'est pas un chef de compétence explicite dans la *Loi constitutionnelle* de 1867 ou de 1982. C'est plutôt un partage des pouvoirs, énoncé aux articles 91 et 92 de la *Loi constitutionnelle*, qui confère au gouvernement fédéral et aux gouvernements des provinces l'autorité requise à l'égard de l'environnement en vertu de divers pouvoirs, tant législatifs que privés. Par exemple, la production d'électricité a traditionnellement relevé des provinces. Comme il n'existe à ce jour aucun programme national de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission au Canada, nous présentons dans cette section-ci un point de vue sur la façon dont le Canada pourrait établir, légalement, un régime transfrontalier de plafonnement et d'échange avec les États-Unis.

Il incombe au gouvernement fédéral d'assumer les engagements internationaux du Canada, comme l'Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air. Ainsi qu'il est décrit ci-après, la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement de 1999* (appelée ci-après la « Loi » ou la « LCPE ») permet au ministre de l'Environnement de réglementer les émissions atmosphériques toxiques, y compris les émissions intérieures qui peuvent engendrer une pollution de l'air dans d'autres pays. La Loi habilite le gouvernement fédéral à établir un système d'unités échangeables au moment de réduire la pollution atmosphérique soit nationale soit internationale. Elle permet en outre au ministre de l'Environnement de conclure des ententes avec les gouvernements des provinces au sujet de l'exécution et de l'administration d'une partie de ces responsabilités.

B.2.2 *Loi canadienne sur la protection de l'environnement de 1999*

B.2.2.1 Dispositions concernant les substances toxiques

La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, à la partie 5, confère au gouvernement fédéral le pouvoir de réglementer les substances toxiques. Le SO_2 et les NO_x ont tous deux été inclus dans la Liste des substances toxiques de la Loi, laquelle figure à l'annexe 1 (articles 62 à 64). À l'heure actuelle, Environnement Canada frappe d'interdiction la production, l'émission, l'importation et l'exportation de nombreuses substances toxiques, dont le SO_2 et les NO_x, au moyen de dispositions réglementaires prises en vertu de la Loi[8].

Les articles 93 et 330 de la LCPE procurent à Environnement Canada le pouvoir juridique de prendre des règlements concernant la quantité ou la concentration d'une substance toxique qui peut être rejetée dans l'environnement, les modalités et les conditions de son rejet, ainsi que la surveillance, la déclaration et les essais de ces rejets, et d'autres éléments similaires.

L'article 326 de la Loi autorise la création d'un système d'unités échangeables pour ce qui est de la réglementation des substances toxiques.

[8] Par exemple, les personnes responsables des substances inscrites, y compris le dioxyde d'azote (NO_2) et le SO_2, doivent élaborer un plan d'urgence environnementale aux termes du *Règlement sur les urgences environnementales*, DORS/2003-307; les fibres d'amiante rejetées dans l'air ambiant par une mine ou une usine d'extraction sont réglementées en vertu du *Règlement concernant le rejet d'amiante dans l'air ambiant par les mines et usines d'extraction d'amiante*, DORS/90-341; la production, l'importation et l'exportation de certaines substances appauvrissant la couche d'ozone sont réglementées en vertu du *Règlement sur les substances appauvrissant la couche d'ozone* (1998), DORS/99-7; le rejet dans l'air ambiant de concentrations maximales de particules de plomb provenant de fonderies est réglementé par le *Règlement concernant le rejet de plomb dans l'air ambiant par les fonderies de plomb de seconde fusion*, DORS/91-155.

326. Le gouverneur en conseil peut, dans l'exercice des attributions prévues aux articles 93, 118, 140, 167, 177 et 209, prendre des règlements sur un mécanisme de permis échangeables et régir, notamment par l'imposition d'obligations :

a) les substances — notamment les quantités ou concentrations des rejets — produits en contenant et activités visés par le mécanisme;

b) les méthodes et procédures en matière de prélèvement d'échantillons, d'analyses, d'essais, de mesures et de surveillance liés au mécanisme;

c) la description et la nature d'une unité échangeable, y compris les indemnités, les crédits et les coupons;

d) à des fins de comparaison et de contrôle, le seuil et le plafond du mécanisme de permis échangeables et la façon de les établir;

e) les conditions de création, de distribution, d'échange, de vente, d'utilisation, de modification et d'annulation des unités échangeables;

f) la création et la tenue d'un registre public pour le mécanisme;

g) les conditions d'adhésion et de participation au système, et notamment les restrictions d'environnement ou de temps;

h) les rapports et formulaires relatifs au mécanisme;

i) la tenue des livres et dossiers nécessaires à la mise en oeuvre des règlements pris au titre du présent article.

Entre autres éléments, ce système peut déterminer la nature d'une unité échangeable, ses conditions d'utilisation, les limites maximales applicables au système, ainsi que la création d'un mécanisme de rapport et d'un registre public connexe. Au moment de créer un tel régime d'échange d'émissions fondé sur les dispositions de la Loi en matière de substances toxiques, le ministre de l'Environnement est tenu de consulter les provinces par l'entremise du Comité consultatif national, constitué en vertu de l'article 6 de la LCPE.

B.2.2.2 Dispositions internationales

Les articles 166 et 167 de la Loi confèrent au ministre fédéral le pouvoir de prévenir la pollution atmosphérique internationale et de prendre des règlements à cet égard. Aux termes de ces dispositions, le ministre est tout d'abord tenu de consulter le gouvernement provincial responsable de la source de la pollution afin de déterminer si ce dernier peut prévenir la contamination dans le cadre des lois qui lui sont propres, et de lui donner l'occasion de le faire. Ce n'est que si la province ne peut agir ou n'agit pas que le gouvernement fédéral peut alors intervenir.

Advenant que la province ne puisse réduire ou ne réduise pas la pollution atmosphérique, le ministre fédéral peut alors demander à la source fautive d'établir un plan de prévention de la pollution, ou alors établir des dispositions réglementaires visant à prévenir ou à régler le problème. Si le ministre procède par voie de réglementation, l'article 326, décrit ci-dessus, prescrit qu'au moment de réglementer la pollution atmosphérique internationale au titre de l'article 167, le ministre de l'Environnement peut établir un système d'unités échangeables.

B.2.2.3 Accords administratifs et d'équivalence

Aux États-Unis, le programme des exigences des SIP concernant les NO_x utilise une règle type fédérale pour les États qui préfèrent recourir à un programme de plafonnement et d'échange pour les émissions des sources fixes en vue d'obtenir les réductions requises. Cette approche axée sur l'utilisation d'une règle type peut servir d'exemple utile au Canada dans le contexte de l'établissement d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission à l'égard duquel le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces assument une part de responsabilité importante.

La *Loi sur le ministère de l'Environnement* dispose que le ministre de l'Environnement peut conclure des accords avec une province ou un organisme provincial en vue d'exécuter

les programmes dont la responsabilité incombe au ministre fédéral. Le préambule de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* signale expressément que tous les gouvernements au Canada disposent des pouvoirs leur permettant de protéger l'environnement et qu'il est à leur avantage mutuel de collaborer à cet égard.

L'article 10 de la LCPE autorise la création d'accords d'équivalence entre le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces. Aux termes de ces accords, le Canada suspend l'application d'un règlement fédéral lorsque le ministre de l'Environnement est convaincu qu'une loi provinciale est équivalente, relativement aux dispositions régissant l'affaire en question et aux dispositions autorisant à faire enquête sur des infractions, comme l'indiquent les articles 17 à 20 de la Loi fédérale [9]. La LCPE vise expressément la conclusion d'accords d'équivalence pour des règlements pris en vertu des dispositions de la Loi qui se rapportent aux substances toxiques (article 93), de même que des règlements relevant des dispositions concernant la pollution atmosphérique internationale (article 167).

À titre d'exemple, un accord d'équivalence créé entre le Canada et l'Alberta [10] décrète que quatre règlements fédéraux régissant les substances toxiques ne s'appliquent pas dans la province [11]. L'accord indique expressément que l'*Environmental Protection and Enhancement Act* de l'Alberta établit des normes d'essai et d'approbation, des demandes d'enquête de la part des citoyens, des pénalités et des mécanismes d'application qui sont équivalents aux dispositions de la LCPE. L'Alberta s'engage aussi prospectivement à ne pas créer, au moment de modifier l'une quelconque des lois visées, de dispositions qui soient moins strictes que celles des règlements applicables pris en vertu de la LCPE.

Pour que le Canada se lance dans un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission, aux termes des dispositions de l'article 10 en matière d'équivalence, chaque province serait tenue d'avoir en vigueur des dispositions législatives qui soient de force équivalente à celles d'un règlement fédéral pris en vertu de la LCPE, ainsi que des dispositions autorisant à faire enquête sur des infractions, comme l'indiquent les articles 17 à 20 de la Loi fédérale.

La Loi prévoit aussi la conclusion d'accords administratifs (art. 9) dans le cadre desquels Environnement Canada peut conclure avec les gouvernements des provinces des accords relatifs à l'application de la Loi. Contrairement aux dispositions d'équivalence de l'article 10, un accord administratif conclu en vertu de la LCPE ne requiert pas qu'une province dispose d'une législation équivalant à la réglementation fédérale en question, pas plus que l'accord ne suspend l'application de la Loi fédérale. Il permet plutôt à un gouvernement provincial d'appliquer le programme fédéral qui est visé par l'entente.

Ces mécanismes de collaboration sont habituellement confirmés par les tribunaux comme des moyens de réduire soit les inefficacités, soit la controverse provoquée par le chevauchement des compétences en matière d'environnement.

B.2.3 Exigences en matière de qualité de l'air local dans les provinces

Même si les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission permettent de réduire les émissions provenant

---

[9] L'article 17 de la LCPE autorise tout particulier âgé d'au moins 18 ans et résidant au Canada à demander au ministre de faire enquête sur une infraction présumée. L'article 18 oblige le ministre à faire enquête; l'article 19 oblige le ministre à rendre compte de l'enquête; l'article 20 permet au ministre de transférer les preuves de toute infraction présumée en vertu de la Loi au procureur général.

[10] *An Agreement on the Equivalency of Federal and Alberta Regulations for the Control of Toxic Substances in Alberta, 1994*; Décret d'équivalence (Alberta), DORS/94-752.

[11] *Règlement sur les effluents des fabriques de pâtes et papiers – dioxines et furannes chlorés*, DORS/92-267; *Règlement sur les additifs antimousse et les copeaux de bois utilisés dans les fabriques de pâtes et papiers*, DORS/92-268; *Règlement sur le rejet de plomb de seconde fusion*, DORS/91-155; *Règlement sur le rejet de chlorure de vinyle*, DORS/92-631.

des sources participantes, ils ne remplacent pas les exigences provinciales (ou municipales) visant expressément des installations industrielles et que les gouvernements des provinces mettent en place pour assurer la qualité de l'air local.

Toutes les provinces canadiennes disposent, pour le SO_2 et le NO_2, de critères relatifs à la qualité de l'air ambiant. Ces critères servent à surveiller la qualité de l'air et pourraient être utiles pour fixer des limites d'émission pour des sources nouvelles. Cependant, dans les provinces, l'attribution des permis est souvent fondée sur des normes de qualité de l'air ambiant, plutôt que sur des limites maximales concernant les émissions d'une source donnée. Les limites de durée qui figurent sur les permis d'exploitation varient aussi d'une province à une autre. Les permis d'émission provinciaux sont habituellement assortis d'exigences de surveillance et de déclaration, ainsi que de mesures de conformité et d'exécution.

B.2.3.1 Ontario

Les installations industrielles qui se situent au-delà d'un seuil minimal et qui rejettent des contaminants atmosphériques sont tenues d'obtenir un certificat d'autorisation en vertu de la *Loi sur la protection de l'environnement* de l'Ontario. Le processus d'approbation précise les concentrations maximales des émissions. Le Règlement 346 fixe pour la qualité de l'air des normes de point de contact, qui sont conçues pour protéger la santé du public contre les effets de la qualité de l'air local. Les autorisations sont accordées pour une période indéterminée, mais le fait d'apporter à une installation des modifications importantes qui donnent lieu à des émissions additionnelles ou à un changement dans la nature des émissions nécessitera une nouvelle autorisation. Les installations sont tenues de surveiller et de déclarer les émissions totales annuelles et de la saison de smog, en conformité avec le Règlement 127/01. Ce dernier couvre la déclaration trimestrielle des émissions de SO_2 et de NO_X.

L'Ontario dispose d'un programme d'échange de droits et de réduction des émissions de SO_2 et de NO_X en vertu du Règlement 397/01, qui est en vigueur depuis le 31 décembre 2001 et qui a été pris en vertu de la *Loi sur la protection de l'environnement* de la province. Ce règlement attribue des allocations d'émission à des émetteurs désignés et établit un régime d'échange et de crédit. Jusqu'à ces derniers temps, seule la société Ontario Power Generation était visée par ce règlement, à six installations de production d'électricité alimentées au charbon ou au mazout. En 2004, le programme a été élargi de manière à englober toutes les centrales produisant plus de 25 MW, ou vendant plus de 20 000 mégawattheures (mWh) par année, ou émettant plus qu'un seuil limite de monoxyde d'azote (NO) et de SO_2. Le ministère de l'Environnement de l'Ontario réduira le nombre des allocations actuellement attribuées à la société Ontario Power Generation et distribuera les nouvelles allocations aux nouveaux émetteurs. Le programme est décrit en détail au site suivant : **http://www.ene.gov.on.ca**.

B.2.3.2 Québec

La *Loi sur la qualité de l environnement* (LQE) régit les activités menées au sein de la province qui comportent des effets néfastes pour l'environnement. Selon la LQE, ces activités comportent les travaux de construction, les modifications ou l'intensification de la production qui auront une incidence néfaste sur l'environnement en rejetant des déchets ou des contaminants atmosphériques. Avant de s'adonner à de telles activités, les promoteurs doivent obtenir un certificat d'autorisation. Il existe un certain nombre d'exemptions pour les installations qui exploitent leurs activités en deçà de seuils précisés.

Un règlement pris en vertu de la LQE, le *Règlement sur la qualité de l'atmosphère* (Q-2, r. 20), prescrit les concentrations maximales admissibles de SO_2 et de NO_2 dans l'air ambiant, de même que les concentrations maximales admissibles d'émissions de SO_2 et de NO_2 à

la sortie des cheminées pour les installations alimentées aux combustibles fossiles. En général, ces limites sont des normes de point de contact et d'opacité.

B.2.3.3 Colombie-Britannique

Le Ministry of Land, Water and Air Protection applique le nouvel *Environmental Management Act*, qui autorise les activités industrielles rejetant des contaminants dans l'environnement. Les objectifs et les normes de la province en matière de qualité de l'air régissent les niveaux de rejets qui sont réputés permissibles. La qualité de l'air est surveillée au moyen de divers essais d'opacité et d'émissions à la sortie des cheminées, qui sont énoncés dans le *British Columbia Field Sampling Manual*.

Le secteur pétrolier et gazier est visé par les limites d'émission prévues par la loi et est régi par les *Oil and Gas Waste Regulations* [12].

Dans la région métropolitaine de Vancouver, le processus d'octroi de permis a été délégué au District régional du Grand Vancouver. L'administration municipale a créé des règlements pour désigner les activités assujetties au processus d'octroi de permis, ou exonérées de ce dernier [13]. Le processus d'octroi de permis de Vancouver impose des limites à la quantité et à la fréquence des émissions atmosphériques, oblige à surveiller et à déclarer les six contaminants courants (CO, O_3, NO_2, SO_2, P_{10} et $P_{2.5}$) [14], et fixe les frais imputés dans le cadre du processus d'octroi de permis à titre d'encouragement à réduire les émissions.

B.2.3.4 Alberta

En Alberta, les exigences en matière de déclaration, de surveillance et de réduction des émissions sont régies par l'*Approvals and Registrations Procedure Regulation*, pris en vertu de l'*Environmental Protection and Enhancement Act*. Les activités requérant une approbation sont classées en cinq différents groupes énumérés dans le règlement intitulé *Activities Designation Regulation*. Les activités productrices d'émissions atmosphériques sont énumérées à la Division 2 de ce règlement. Le processus d'approbation, qui vise les principales sources ponctuelles industrielles ainsi que le secteur de la production d'énergie électrique, représente en gros 80 % des émissions provinciales totales de NO_X et 60 % des émissions provinciales totales de SO_2 [15]. En juin 2001, l'Alberta a créé des normes d'émission minimales pour les nouvelles centrales alimentées au charbon [16].

L'Alberta dispose d'*Ambient Air Quality Guidelines* (AAQG) provinciales pour le NO_2 ainsi que pour le SO_2, et suit les Standards pancanadiens (SP) relatifs à l'ozone troposphérique. Conformément aux lignes directrices fédérales en matière de surveillance, la province surveille la qualité de l'air ambiant, et c'est ensuite la *Clean Air Strategic Alliance* (CASA) qui recueille les données. La province a récemment entrepris une importante étude de faisabilité, dans le cadre de laquelle elle étudie la possibilité d'implanter un programme d'échange de droits pour les émissions atmosphériques.

B.2.3.5 Saskatchewan

Le *Clean Air Act* de la Saskatchewan oblige les exploitants de sources industrielles, d'incinérateurs ou de brûleurs au mazout à détenir un permis provincial, à l'exception du secteur pétrolier et gazier, qui est réglementé par l'*Oil and Gas Conservation Act*, et du

[12] Le District régional du Grand Vancouver (DRGV) dispose aussi de ses propres exigences municipales en matière d'octroi de permis pour le district de Vancouver. Même s'il suit les mêmes normes d'émission que celles de la province, le DRGV vise à restreindre le nombre d'installations présentes sur son territoire, abaissant ainsi les émissions globales pour cette région peuplée.

[13] *Air Quality Management Bylaw*, n° 937, 1999.

[14] Le DRGV a adopté le Protocole de surveillance d'Environnement Canada, SPE 1/PG/7.

[15] *Alberta Environment Emission Trading Project, Major Feasibility Study, Preliminary Analysis and Discussion Document*, Appendix C, mars 2003, document établi par Cheminfo Services Inc. pour Environnement Alberta, pages 63 et 64.

[16] *Alberta Emission Standards for New or Expanded Coal-Fired Power Plants*.

secteur minier, qui est soumis à l'*Environmental Management and Protection Act*. Le processus d'octroi de permis oblige à se conformer aux *Clean Air Regulations* de la province, qui fixent les normes relatives à la qualité de l'air ambiant. La qualité de l'air est mesurée au moyen de diverses techniques d'échantillonnage des émissions des cheminées, d'échantillons prélevés au point de contact et de modélisation. Toute modification apportée à une source industrielle qui change ses émissions oblige à présenter une demande en vue de l'obtention d'un nouveau permis.

B.2.3.6 Manitoba

La *Loi sur l'environnement* du Manitoba et ses règlements régissent l'attribution de permis aux installations qui produisent des émissions atmosphériques. Le processus d'approbation est exposé dans la *Loi* et le *Règlement sur les règles applicables aux demandes de licences*, tandis que les catégories d'installations industrielles assujetties à la Loi figurent dans le *Règlement sur les diverses catégories d'exploitations*. Comme dans bien d'autres provinces, le secteur pétrolier et gazier est régi séparément par le ministre de l'Industrie, du Commerce et des Mines, dans le cadre de la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel*.

Les émissions atmosphériques permissibles sont fixées par les critères provinciaux relatifs à la qualité de l'air ambiant et sont mesurées par modélisation et analyse au point de contact. Une annexe énumère les concentrations temporelles permissibles maximales de polluants au sein de la province. Chaque contaminant est classé soit comme un objectif soit comme une ligne directrice en fonction de plusieurs facteurs, dont le plus strict est l'objectif. Les concentrations maximales de dioxyde d'azote et de dioxyde de soufre sont toutes deux énumérées à titre d'objectifs.

B.2.3.7 Nouveau-Brunswick

L'autorisation, par la province, des activités qui rejettent des contaminants est accordée en vertu de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* ainsi que de la *Loi sur l'assainissement de l'air* et les règlements y afférents. Les objectifs de qualité de l'air qui s'appliquent au SO_2 et au NO_2 sont fixés en vertu de la *Loi sur l'assainissement de l'air* [17]. Le type d'approbation est déterminé par le volume des émissions rejetées par une installation, et ce sont les sources de la catégorie 1 qui comportent le plus d'émissions. Le secteur de la production d'électricité s'inscrit généralement dans la catégorie 1. Ces autorisations contiennent un élément officiel de participation du public, y compris une disposition permettant à toute personne touchée par une autorisation d'interjeter appel de la décision auprès du ministre de l'Environnement. Les modifications importantes qui sont apportées à une installation existante nécessitent l'obtention d'un nouveau permis.

B.2.3.8 Nouvelle-Écosse

L'*Environment Act* de la Nouvelle-Écosse et les règlements connexes exposent les exigences concernant l'autorisation des installations productrices d'émissions atmosphériques. Ce processus d'autorisation est appliqué en vertu de l'*Approvals Procedures Regulations*, et les catégories d'installations industrielles pour lesquelles une autorisation est requise sont énumérées dans l'*Activities Designation Regulations*. L'*Air Quality Regulations* fixe les concentrations maximales permissibles qui s'appliquent à certains contaminants, dont le SO_2 et le NO_2. Les installations sont tenues de montrer de quelle façon elles se conformeront aux limites d'émission, et il peut être nécessaire à ce moment-là de parler de surveillance et de présenter des rapports de rendement. Toute modification d'envergure nécessite une demande d'approbation.

[17] Il est à noter que la *Loi sur l'assainissement de l'air* du Nouveau-Brunswick dispose d'un règlement sur les pénalités administratives, qui précise les infractions à la Loi pour lesquelles des pénalités administratives d'un montant variant entre 200 $ et 5 000 $ par jour peuvent être imposées.

B.2.3.9 Terre-Neuve-et-Labrador

En vertu de l'*Environmental Protection Act, 2002* et de ses règlements [18], les installations industrielles qui rejettent des substances réglementées doivent obtenir l'autorisation du ministre de l'Environnement. Les règlements contiennent les concentrations maximales admissibles qui se rapportent aux substances inscrites. Les émissions provenant de sources fixes sont mesurées par les concentrations maximales admissibles à un point de contact. Les modifications apportées aux activités nécessitent une nouvelle approbation. Au moment d'attribuer un permis en vertu de la Loi, le ministre peut exiger que l'on dresse des plans de remise en état ou de prévention de la pollution, ou appliquer des normes plus strictes dans les secteurs écologiquement vulnérables.

B.2.3.10 Île-du-Prince-Édouard

L'*Environment Protection Act* de la province et ses règlements régissent l'attribution des permis relatifs aux brûleurs au mazout et aux sources industrielles d'émissions atmosphériques. Les critères provinciaux — appelés *Ambient Air Contaminant Ground Level Concentration Standards* — sont utilisés pour attribuer les permis. L'observation des normes de qualité de l'air est déterminée au moyen de la modélisation et des mesures prises au point de contact.

B.3 SOMMAIRE

Aux États-Unis, par suite de l'expérience acquise dans le cadre du Titre IV, de l'OTC et des exigences des SIP concernant les NO_X au chapitre du plafonnement des émissions et de l'échange de droits d'émission, plusieurs des conditions juridiques préalables à d'éventuels échanges transfrontaliers avec le Canada sont déjà en place (par exemple : des activités de surveillance stricte et une infrastructure pour la collecte de données sur les émissions, la mise en œuvre d'un système de répartition et d'échange d'allocations, et la détermination du degré de conformité). Il semble toutefois qu'il faudra peut-être prendre d'autres mesures législatives et/ou réglementaires aux États-Unis pour autoriser les programmes transfrontaliers de plafonnement et d'échange concernant les émissions de SO_2 et de NO_X.

Le Canada dispose des pouvoirs juridiques qui pourraient servir de fondement à la création d'échanges transfrontaliers. Le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces assument des responsabilités juridiques à l'égard de la gestion de la qualité de l'air et ils devraient s'engager à élaborer un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange. En outre, au Canada, il serait nécessaire d'établir des dispositions réglementaires en vue de créer des plafonds obligatoires pour la réduction des émissions dans le secteur de l'électricité, en plus de dispositions réglementaires qui jetteraient les bases d'un système d'échanges transfrontaliers, y compris des activités de surveillance et de déclaration.

L'un des secteurs qu'il reste à examiner est celui de la reconnaissance des allocations canadiennes en vertu du droit américain et, inversement, la reconnaissance des allocations américaines en vertu du droit canadien. À l'heure actuelle, les unités visées aux États-Unis ne peuvent pas utiliser d'allocations externes (c'est-à-dire non américaines) pour se conformer aux obligations qu'imposent le Titre IV et les SIP. Si le Canada et les États-Unis décidaient de donner suite à l'idée des échanges transfrontaliers de droits d'émission de SO_2 et de NO_X, il faudrait que les allocations canadiennes et américaines aient dans les deux pays un statut juridique identique, de façon que, dans un cas comme dans l'autre, les allocations puissent être échangées librement et utilisées à des fins de conformité. Cette démarche serait fondée sur une certaine uniformité entre les deux pays dans des secteurs clés, comme la surveillance,

[18] *Environmental Protection Activity Approval Regulations* et *Air Pollution Control Regulations*.

la conformité et la mise en réserve, et pourrait nécessiter de modifier la législation nationale, de même que les instruments juridiques internationaux par lesquels le Canada et les États-Unis reconnaissent officiellement que certains éléments du programme de l'autre pays sont équivalents et permettent d'échanger des allocations d'émission à l'échelle internationale.

CHAPITRE C
APPLICABILITÉ

Un système de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission s'appuie sur un cadre juridique dont le domaine d'application (domaine des activités réglementées) est défini avec précision. On y retrouve normalement une liste des types de sources (p. ex., production d'énergie, chaudières industrielles), des seuils *de minimis* (capacité, entrée, sortie et (ou) taux d'émission), ainsi que les polluants examinés.

Le présent chapitre porte sur la question des secteurs qui sont bien adaptés à un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. La section C.1 présente une vue d'ensemble des facteurs techniques et administratifs à examiner en vue de l'inclusion ou de l'exclusion de sources. La section C.2 présente une vue d'ensemble des sources d'émission de dioxyde de soufre (SO_2) et d'oxydes d'azote (NO_X) aux États-Unis et au Canada. La section C.3 traite des moyens possibles de réduction des émissions pour différentes sources et la section C.4 décrit les dispositions d'adhésion à un programme volontaire.

C.1 VUE D'ENSEMBLE DES PRINCIPES

Les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission peuvent s'avérer efficaces pour réduire les émissions dans certains secteurs. Dans le cadre de leurs programmes de plafonnement et d'échange, les États-Unis ont obtenu de très bons résultats sur le plan de la réduction des émissions de SO_2 des centrales électriques et des émissions de NO_X de ces mêmes centrales et des chaudières industrielles. Toutefois, pour des raisons pratiques, de tels programmes ne conviennent pas à tous les secteurs. En outre, même si un secteur donné y était conforme à tous les autres égards, certains types de sources devraient être exclus pour des raisons administratives ou techniques.

Le terme « applicabilité » dont on traite dans la présente section désigne les facteurs techniques et administratifs qu'il faut examiner afin de déterminer si la participation d'une source particulière à un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission est possible ou non.

En fonction de l'expérience des États-Unis à déterminer l'applicabilité de programmes de plafonnement et d'échange pour les émissions de SO_2 et de NO_X dans les secteurs industriels et de l'électricité, les principaux facteurs techniques à considérer sont notamment l'apport de ces secteurs aux émissions et aux fuites, la capacité de mesurer les émissions, la disponibilité de méthodes rentables de réduction des émissions et les charges administratives. Ces facteurs sont décrits plus en détail ci-après.

C.1.1 Apport aux émissions et aux fuites

Les sources incluses dans un programme de plafonnement et d'échange doivent représenter une partie importante des émissions susceptibles de causer des risques pour la santé humaine et l'environnement pour ce qui est des émissions de SO_2 et de NO_X. Il importe que l'organisme responsable de la réglementation examine et, au besoin, réglemente les sources d'émission qui ne peuvent être incluses dans un programme de plafonnement et d'échange, mais qui pourraient changer de production avec des sources assujetties à un plafond. Ces changements de production par passage d'une source visée à une source non visée, plus communément appelés « fuites », pourraient atténuer les avantages du plafond sur l'environnement.

C.1.2 Capacité de mesure des émissions

Les sources qui participent à un programme rigoureux de plafonnement et d'échange doivent avoir la capacité de surveiller leurs émissions à un niveau défini de certitude et d'exhaustivité. Les émissions rejetées dans l'atmosphère par une

cheminée peuvent être mesurées à l'aide d'un système de surveillance continue des émissions (SSCE) permettant d'obtenir des données précises et vérifiables sur les émissions.

C.1.3 Disponibilité de méthodes rentables de réduction des émissions

Les sources incluses dans le programme devraient disposer d'une large gamme de coûts de conformité en raison de grandes économies d'échelle, de variations dans les options de conformité et d'autres facteurs de manière à garantir qu'elles soient en mesure d'atteindre l'objectif de réduction visé. En général, une variation des coûts liés à la réduction des émissions favorise la concurrence entre les types de mesures de réduction des émissions, stimule la mise au point de technologies novatrices, aide à réduire les coûts liés au respect de la réglementation et permet la mise en place d'un marché d'échange de droits plus vigoureux.

C.1.4 Charges administratives

C.1.4.1 Nombre et taille des sources

La taille minimale d'une centrale ou d'une unité pourrait constituer un important critère dans la définition de l'applicabilité ou la « participation obligatoire » à un programme d'échange de droits d'émission (ou le domaine des activités réglementées). Ce seuil *de minimis* permet de déterminer quelles petites unités pourraient être exemptées d'une participation obligatoire. Le seuil a aussi un impact sur le nombre total de sources participant au programme.

La détermination d'un seuil *de minimis* doit tenir compte, d'une part, des coûts liés à la surveillance des émissions et à d'autres charges administratives découlant de la participation au programme et, d'autre part, des avantages qui s'y rapportent sur les plans économique et environnemental. Le seuil *de minimis* doit être suffisamment bas pour limiter le plus possible les « fuites ». Une analyse préliminaire continue devrait examiner la question de savoir si les unités exclues du programme entraînent réellement un avantage économique. Par exemple, le programme sur les pluies acides (*Acid Rain Program*) aux États-Unis tient compte de la grande majorité des émissions en faisant appel à un seuil d'applicabilité de 25 MW dans les unités existantes. De nombreuses unités de production inférieure à ce seuil étaient des unités exploitées en période de crête ou des unités exploitées pour satisfaire aux besoins pendant les périodes de demande maximale du réseau. Autrement dit, ces unités plus petites exclues n'étaient pas en concurrence avec les plus grosses incluses et il y avait peu de risque de « fuites » ou de production accrue détournée vers les plus petites unités en provenance des plus grosses. En outre, les unités plus petites sont en général des sources émettrices négligeables.

C.1.4.2 Simplicité

Il importe que les critères d'applicabilité ne soient pas trop complexes. Des critères complexes font en sorte qu'il est difficile et coûteux pour les sources et l'organisme responsable de la réglementation de déterminer les sources auxquelles s'applique le programme. Des critères complexes augmentent aussi la possibilité de vides juridiques qui pourraient permettre à des sources importantes dans un même secteur industriel d'être exclues du programme. Pour le moment, les seuils servant à déterminer l'applicabilité des sources devraient se fonder sur des caractéristiques constantes des sources, telles que la capacité ou le potentiel d'émettre, plutôt que sur des caractéristiques susceptibles de fluctuer d'une année à l'autre, telles que les émissions massiques ou la consommation de combustible. L'expérience a montré qu'il valait mieux éviter de modifier la situation d'une source donnée quant à son applicabilité. Il sera ainsi plus facile d'appliquer le programme et d'assurer aux sources un plus grand degré de certitude à des fins de planification et de mise en œuvre.

Toutefois, s'il y a des changements dans les caractéristiques de la source exclue du programme qui font en sorte qu'elle est

vraisemblablement comparable à d'autres qui participent déjà au programme, il est souhaitable que cette source soit aussi tenue d'y participer. Cette approche empêcherait qu'une source contourne le programme en adoptant temporairement des caractéristiques qui lui permettraient d'en être exclue.

C.1.5 Portée géographique

Un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission doit être mis en place en fonction d'une échelle et d'une portée convenant à l'atteinte de l'objectif environnemental. L'élaboration du programme américain sur les pluies acides à titre de programme national en est un exemple typique. La preuve que des rejets de SO_2 et de NO_x peuvent être transportés sur de longues distances depuis le Midwest jusqu'au nord-est donne à penser que l'impact des émissions pourrait se propager bien au-delà de leur point d'origine. Des dommages découlant de retombées acides ont aussi été relevés, en particulier dans le nord-est des États-Unis. Dans les régions de l'ouest, les niveaux des retombées étaient inférieurs à ceux qui pourraient causer des problèmes généralisés, sauf dans le cas des lacs alpins de certaines régions en haute altitude. Toutefois, les prévisions de croissance rapide donnent à penser qu'il y aura une augmentation des émissions dans l'avenir. Les prévisions et les tendances, ainsi que la reconnaissance du fait que les écosystèmes de l'ouest ont été jugés vulnérables aux pluies acides, ont fait ressortir la nécessité d'inclure l'ouest dans le programme sur les pluies acides des États-Unis. De plus, les émissions de SO_2 ont suscité non seulement des inquiétudes quant à leurs répercussions sur la santé publique et l'environnement, mais aussi des préoccupations liées à la visibilité. Le fait de limiter la croissance des précurseurs des pluies acides a aidé des groupes comme la Grand Canyon Visibility Commission dans leurs efforts visant à atténuer les impacts sur la visibilité. Enfin, le secteur de l'électricité est relié au réseau national continental et à des réseaux régionaux. La capacité de détourner la charge (et les émissions) vers des sources qui pourraient être exclues du programme doit toujours être prise en compte quand on impose des réductions à ce secteur. Toutes ces raisons ont contribué à la détermination d'une portée géographique du programme américain de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission concernant les pluies acides.

C.1.6 Équité

Comme il est indiqué précédemment, l'organisme responsable de la réglementation doit bien prendre en compte la compétitivité des entreprises sur le plan économique, ainsi que les répercussions que peut avoir sur les marchés le fait d'inclure certaines industries dans un programme d'échange de droits d'émission ou de les en exclure. L'équité par rapport au potentiel de réduction des émissions est un autre facteur dont l'organisme de réglementation doit tenir compte quand vient le temps de juger de la faisabilité d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission [1].

C.2 SOURCES DE SO_2 ET DE NO_x ET RÉPARTITION DES TYPES DE COMBUSTIBLES

Comme on l'a mentionné antérieurement, le SO_2 et les NO_x sont des polluants générateurs de pluies acides qui ont aussi d'autres effets connus sur la santé humaine et l'environnement. De plus, ces deux types de polluants peuvent être transportés sur de longues distances dans l'air, leurs effets pouvant donc se faire sentir bien au-delà de leur point d'origine. Les émissions de SO_2 et de NO_x sont attribuables en bonne partie au processus de combustion (utilisation de combustibles) [2].

[1] U.S. EPA, *Tools of the Trade*, http://www.epa.gov/airmarkets/international/tools.pdf

[2] Le soufre est rejeté par la source de combustible et se combine à l'oxygène dans l'air pour former du SO_2. De la même façon, pendant la combustion, l'azote dans l'atmosphère se combine avec l'oxygène et l'eau pour former plusieurs composés de NO_x.

C.2.1 Vue d'ensemble des sources nationales

C.2.1.1 États-Unis

Comme le mentionne le chapitre A sur la qualité de l'air, les émissions totales de SO_2 aux États-Unis ont été d'environ 15,8 millions de tonnes en 2002. Une bonne partie de ces émissions de SO_2 (soit environ 70 %) découle de la consommation de combustibles des installations de production d'électricité (IPÉ), notamment de combustibles contenant du soufre, tels que le charbon et le mazout. La figure A-9 (chapitre A) montre l'apport de diverses sources aux émissions aux États-Unis selon les plus récentes données extraites de l'Inventaire national des émissions des É.-U. [l'U.S. National Emissions Inventory (NEI)]. La consommation de combustible par les sources industrielles contribue pour 15 % des émissions totales de SO_2 [3].

Les transports (consommation sur la route) et les IPÉ sont les deux principales sources d'émission de NO_x (sur un total de 21,2 millions de tonnes) aux États-Unis en 2002. Comme le montre la figure A-9, les émissions de ces deux sources représentent les trois quarts des émissions totales de NO_x en 2002. Les émissions des IPÉ représentent environ 22 % de l'ensemble des émissions de NO_x. Les émissions attribuables à la consommation de combustible par des sources industrielles comptent pour environ 14 % des émissions totales de NO_x.

Aux États-Unis, les procédés de fusion des métaux et d'autres procédés industriels entraînent le rejet de quantités importantes mais relativement plus faibles de SO_2 et de NO_x [4]. Les procédés industriels rejettent des substances polluantes découlant du procédé lui-même et qui ne sont pas directement attribuables à la consommation d'énergie pendant le déroulement du procédé. Ces activités industrielles comprennent notamment la production sidérurgique et la fabrication de ciment. Selon les plus récentes données sur les tendances relatives aux polluants atmosphériques extraites du NEI (2002), les procédés industriels, dans l'ensemble, ont contribué pour environ 9 % des émissions de SO_2, alors que des procédés particuliers tels que le traitement des métaux ont compté pour environ 2 % du total des émissions de SO_2 en 2002. De la même façon, les émissions de NO_x découlant de l'ensemble des procédés industriels ont représenté 5 % du total des émissions de NO_x en 2002.

C.2.1.2 Canada

Comme le mentionne le chapitre A sur la qualité de l'air, le total des émissions de SO_2 au Canada a été de 2,6 millions de tonnes en 2002 [5]. La figure A-9 montre l'apport de diverses sources aux émissions. En comparaison avec les États-Unis, l'extraction et la fusion des métaux non ferreux sont la principale source d'émission de SO_2 (soit environ 30 % du total) au Canada. La consommation de combustibles des installations de production d'électricité (IPÉ), notamment de combustibles contenant du soufre, tels que le charbon, est la deuxième source d'émission de SO_2 (soit environ 25 %). Les émissions provenant d'autres sources industrielles comptent pour 40 % des émissions totales de SO_2.

Au Canada, les transports constituent la principale source d'émission (soit environ 60 %) de NO_x (sur un total de 2,8 millions de tonnes) [6]. Comme le montre la figure A-9, la consommation de combustibles fossiles dans le secteur de l'électricité est l'une des plus importantes sources fixes d'émission de NO_x (environ 11 %). Une bonne part des émissions de NO_x est attribuable à divers secteurs industriels.

---

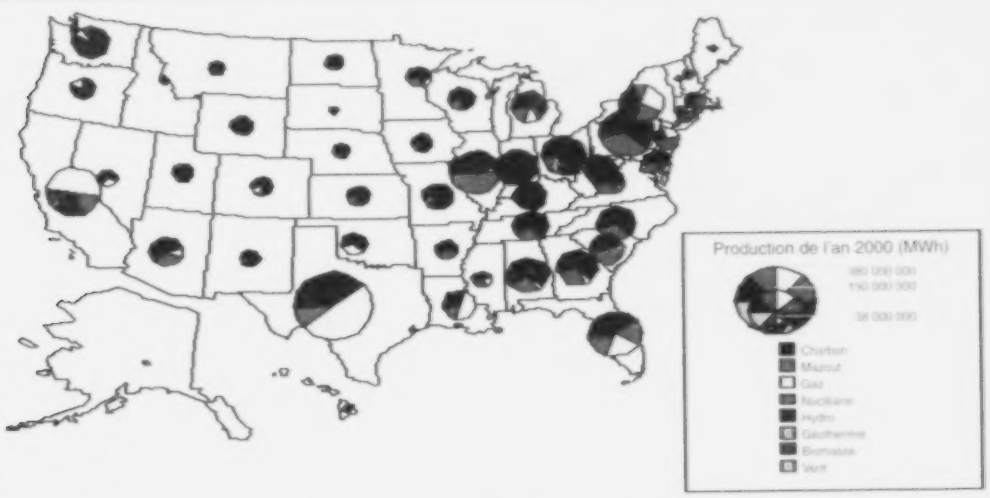
[3] On peut consulter l'Inventaire national des émissions des États-Unis (U.S. National Emissions Inventory ou NEI) et des données sur les émissions annuelles moyennes de SO_2 et de NO_x pour les années 1970 à 2002 à l'adresse **http://www.epa.gov/ttn/chief/trends/index.html**

[4] *Ibid.*

[5] Données provisoires d'Environnement Canada.

[6] *Ibid.*

Figure C-1 Fractions de la production d'électricité par type de combustible (2000)



Source : U.S. EPA, **http://www.epa.gov/cleanenergy/egrid/samples.htm#egridmaps**

Ensemble, ces secteurs contribuent pour environ 25 % des émissions totales au Canada.

C.2.2 Secteur de la production d'électricité

Le type de combustible joue un rôle prépondérant dans la quantité d'émissions de SO_2 et de NO_x rejetée pendant la combustion pour produire l'électricité. Les émissions que génèrent les installations au charbon non réglementées sont beaucoup plus élevées que celles des installations au gaz naturel pour une même quantité d'électricité produite.

C.2.2.1 États-Unis

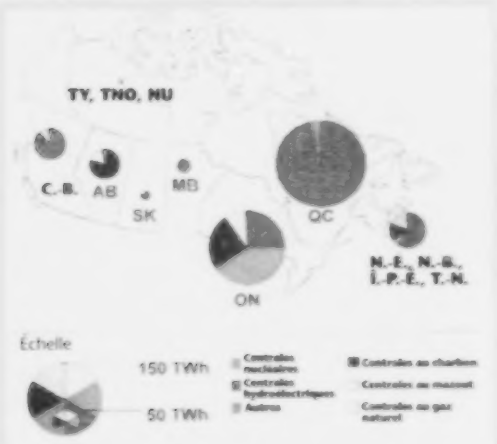
La combustion du charbon dans les installations de production d'électricité est la plus importante source d'émission de SO_2 aux États-Unis. En 2002, les producteurs d'électricité américains ont produit quelque 2 549 térawattheures (TWh) d'électricité, un peu plus de 50 % de cette production provenant d'installations au charbon [7]. Sur la production totale d'électricité, les services publics d'électricité en produisaient 62 %, le reste de la production provenant d'installations privées. La plupart des centrales électriques se trouvent à l'est du Mississippi aux États-Unis. La figure C-1, montre les types de combustibles employés pour la production d'électricité dans chaque État. Selon la carte, les types de combustibles varient d'une région à l'autre. Dans le Midwest, l'électricité est surtout produite par des centrales au charbon. En comparaison, les combustibles employés au Texas pour la production d'électricité sont le gaz (environ 50 %), le charbon (37 %) et le nucléaire (10 %). Le reste de la production, soit 3 %, provient d'autres sources. La répartition des combustibles aux États-Unis ne devrait pas tellement changer au cours des 15 prochaines années [8].

Aux États-Unis, les installations de production d'électricité à combustibles fossiles de services publics d'électricité se composent

[7] La production totale d'électricité aux É.-U. a été de 3 858 TWh, toutes sources d'énergie confondues. Energy Information Administration (2002). *Electricity Quick Stats*, mise à jour le 01/31/2005. http://www.eia.doe.gov/neic/quickfacts/quickelectric.htm (consulté le 1/31/05)

[8] Document de soutien technique de l'EPA des É.-U. (2004) intitulé *Technical Support Document:Analyses in Support of the Clean Air Interstate Rule Using the Integrated Planning Model*, http://www.epa.gov/air/cleanairinterstaterule/pdfs/tsd.pdf 28 mai 2004, consulté le 12/16/04.

Figure C-2 Production totale d'électricité par type de combustible, 2002



Source : Statistique Canada (2004), *Centrales d'énergie électrique, 2002*, nº au catalogue 57-206-XIB et Statistique Canada (2003), *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, 2002*, nº au catalogue 57-003-XIB.

principalement de centrales à vapeur, de turbines et de centrales à cycle combiné. Parmi les installations participant au programme sur les pluies acides [9], 52 % sont des centrales à vapeur et 30 % sont des centrales à turbines à gaz. Les autres installations sont des centrales à cycle combiné (16,3 %) et des centrales à turbines au mazout (1,6 %). On peut obtenir de plus amples renseignements sur les caractéristiques des installations en consultant le site Web de l'U.S. EPA's Clean Air Markets Division à l'adresse **http://cfpub.epa.gov/gdm/**. La production des installations varie de 25 MW à 1 300 MW.

C.2.2.2 Canada

Au Canada, une grande proportion de la consommation de combustible est destinée à la production d'électricité. Les services publics d'électricité produisent plus de 90 % de toute l'électricité au pays, le reste étant produit par diverses installations industrielles et servant surtout à leurs propres besoins. En 2002, la production d'électricité s'est élevée à 580 TWh [10]. La figure C-2 montre les divers types de combustibles employés pour la production d'électricité dans chaque région. Au niveau national, la plus grande partie de l'électricité est produite par des centrales hydroélectriques (c'est-à-dire 60 % de la production nationale). Même si la production d'électricité à partir de combustibles fossiles ne représente que 25 % de la production totale au Canada, l'emploi de ces combustibles est prédominant dans certaines régions.

Au Canada, les trois quarts environ des centrales électriques à combustibles fossiles consomment du charbon. Les cinq principales provinces consommatrices de charbon sont l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse. On retrouve d'autres types de centrales d'électricité, notamment des centrales au mazout et des centrales utilisant le procédé Orimulsion dans les régions de l'Atlantique et du Nord, et des centrales au gaz naturel dans l'Ouest.

Au Canada, les installations de production d'électricité à combustibles fossiles de services publics d'électricité se composent de centrales à vapeur, de turbines à gaz et de génératrices. Les centrales à vapeur produisent plus de 85 % [11] de l'électricité provenant des centrales à combustibles fossiles. Parmi les 12 principaux producteurs publics d'électricité au Canada, on retrouve 35 centrales à vapeur pour un total d'environ 100 chaudières en exploitation. Ces centrales ont une production allant de 1,5 MW à 510 MW, leur capacité moyenne étant d'environ 240 MW. Bon nombre de ces installations consomment du charbon bitumineux, du charbon subbitumineux ou du lignite. Certaines

9 Ces pourcentages se fondent sur les données provenant de l'Emissions Monitoring Branch de la Clean Air Markets Division (CAMD).

10 Statistique Canada (2004), *Production, transport et distribution d'électricité, 2002*, nº au catalogue 57-202-XIB.

11 Statistique Canada (2001), *Centrales d'énergie électrique, 2000*, nº au catalogue 57-206-XIB.

sont chauffées au mazout, au gaz ou font appel au procédé Orimulsion.

Les turbines à combustion (à cycle simple ou combiné) produisent 12 % [12] de la capacité des services publics d'électricité. On retrouve environ 100 de ces installations dont la production va de 1 MW à 110 MW, leur capacité moyenne étant de 40 MW. Ces installations fonctionnent au mazout ou au gaz naturel. Le choix du combustible est en général fonction de la région. Plus de 90 % de la capacité des turbines au mazout est produite au Québec et dans les provinces de l'Atlantique. Ces installations, situées dans l'est, emploient du mazout léger ou du carburant diesel. Elles sont surtout exploitées en période de forte demande ou comme installations de relève et non pas pour la production de la charge de base et, en général, elles fonctionnent moins de 100 heures par année. Par conséquent, leur apport à la production totale est négligeable. Par exemple, dans les provinces de l'Atlantique, ces centrales fournissent moins de 1 % de l'électricité totale produite dans la région.

La plupart des centrales à turbines à combustion au gaz naturel (plus de 95 % de la capacité de production) sont situées en Ontario, en Saskatchewan et en Alberta. Certaines de ces installations peuvent servir à la production de la charge de base, mais elles contribuent seulement à une faible quantité de la production totale d'électricité. Dans chacune de ces trois provinces, les turbines à gaz génèrent moins de 10 % de l'électricité totale produite.

Le reste de l'électricité (soit 3 %) [13] produite par des centrales à combustibles fossiles provient notamment de génératrices chauffées au mazout et parfois au gaz naturel et aux gaz résiduaires. Ces installations ne seront plus examinées dans le présent document en raison de leurs effets négligeables sur les émissions atmosphériques et de leur faible capacité de production (en général inférieure à 1 kW).

C.2.3 Autres secteurs industriels

Comme il est indiqué à la section C.2.2.1, le programme américain de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 vise le secteur de l'électricité, c'est-à-dire le plus important secteur contribuant aux émissions. Le programme permet de maximiser la portée des émissions et d'assurer l'efficacité selon les fluctuations des coûts de la réduction des émissions de différentes installations.

Comme les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission aux États-Unis mettent l'accent sur le secteur de l'électricité, il est logique d'entamer une étude de faisabilité d'un programme transfrontalier Canada–États-Unis de plafonnement et d'échange. Toutefois, les secteurs industriels qui contribuent grandement aux émissions de SO_2 et de NO_x pourraient être inclus dans un programme de ce genre envisagé dans le cadre de l'étude.

L'exposé suivant n'implique pas que les secteurs industriels devraient y participer ou non. Même si on y trouve d'importantes installations fixes qui contribuent aux émissions, il faudrait aussi examiner de nombreux autres facteurs économiques, environnementaux et sociaux hors de la portée de la présente étude.

C.2.3.1 États-Unis

Selon des données de l'Environmental Protection Agency (EPA), quelque 340 sources industrielles aux États-Unis sont assujetties au Programme d'échange de bilan des émissions de NO_x (NO_x Budget Trading Program). En bonne partie, ces sources comprennent des chaudières industrielles (48 % des sources industrielles), mais aussi des raffineries de pétrole (16 %), des usines de pâtes et papiers, des cimenteries et des usines sidérurgiques. En 2004, ces sources représentaient près de 13 % de toutes les sources assujetties à des State Implementation Plans ou SIP (plans de mise en œuvre d'État) et environ 7 % des émissions

12 *Ibid.*

13 *Ibid.*

de NO_x assujetties aux exigences des SIP *(SIP call)* [14].

C.2.3.2 Canada

Chaudières industrielles

Au Canada, on estime entre 350 000 et 600 000 le nombre de chaudières utilisées à des fins autres que la production d'électricité [15]. On les retrouve dans plusieurs secteurs industriels, notamment les pâtes et papiers, l'industrie chimique, le raffinage du pétrole, la sidérurgie, l'exploitation minière, ainsi que les secteurs commerciaux et institutionnels. De ce nombre, entre 200 et 400 ont une capacité thermique nominale maximale supérieure à 250 10×10^6 Btu/h [16] (la capacité minimale pour leur inclusion dans le programme américain NO_x Budget Trading Program) [17]. Ces installations sont réparties partout dans le pays en fonction du secteur industriel dans lequel elles sont exploitées. Par exemple, on retrouve un grand nombre de chaudières dans le secteur des pâtes et papiers en Colombie-Britannique.

Il est difficile de confirmer avec certitude l'apport des chaudières industrielles d'une capacité donnée (supérieure à 250 10×10^6 Btu/h) aux émissions de SO_2 et de NO_x. Il est nécessaire d'obtenir d'autres renseignements sur ce secteur afin de pouvoir déterminer la possibilité de l'inclure dans un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

Fonderies

Comme on l'a mentionné précédemment, les fonderies canadiennes jouent un rôle important dans les émissions de SO_2 au Canada. Ces installations produisent principalement du cobalt, du cuivre, du plomb, du nickel, du zinc, ainsi que divers produits métalliques dérivés. On retrouve 12 complexes métallurgiques (métaux communs) en Colombie-Britannique, en Alberta, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick.

Les fonderies produisent environ 30 % des émissions nationales de SO_2. Ces émissions sont de nature régionale et ont un impact important au Manitoba, en Ontario et au Québec.

Des chaudières industrielles sont utilisées dans des fonderies au Canada, mais leur impact est négligeable sur les émissions atmosphériques de l'ensemble des installations. Les procédés industriels d'extraction et d'affinage des métaux communs sont la principale source d'émissions atmosphériques. Ces procédés sont propres aux types de métaux produits. Les émissions fugitives des fonderies, c'est-à-dire les émissions qui ne proviennent pas directement des cheminées, contribuent à l'ensemble des émissions. Cela pourrait poser des problèmes dans le cadre d'un programme d'échange de droits d'émission (p. ex., sur le plan de la surveillance continue des émissions). Il est nécessaire d'obtenir de plus amples données sur les émissions des fonderies pour être en mesure de déterminer la possibilité d'inclure ces installations dans un programme transfrontalier

---

[14] Ces valeurs sont les plus récentes qui figurent dans la base de données de la CAMD de l'EPA en date de juin 2005 (les valeurs mises à jour sont extraites du rapport intitulé *U.S. EPA (2003) NO_x Budget Trading Program: 2003 Progress and Compliance Report*, p. 10. Remarque : La Emissions Monitoring Branch de la Clean Air Markets Division (CAMD) de l'EPA définit les sources industrielles comme des chaudières industrielles qui ne sont pas classées dans la catégorie de sources « Electric Utility, Small Power Producer and Cogeneration » (service public d'électricité, petit producteur d'électricité et cogénération).

[15] Groupe de travail n° 1 du comité directeur multilatéral sur l'initiative N306, 1996. *Document d'information sur l'élaboration de lignes directrices nationales pour les émissions de NO_x des chaudières commerciales et industrielles et des fours neufs ou modifiés*, p. A-1.

[16] Une Btu équivaut à 1,06 kilojoule.

[17] Selon des estimations de 1) Jaques Whitford (2004), *Industrial Boilers Database for Boilers > 250 MMBtu/hr* et 2) Groupe de travail n° 1 du comité directeur multilatéral sur l'initiative N306, 1996. *Document d'information sur l'élaboration de lignes directrices nationales pour les émissions de NO_x des chaudières commerciales et industrielles et des fours neufs ou modifiés*.

de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

Cimenteries

On a aussi étudié la possibilité d'inclure l'industrie du ciment dans un programme d'échange de droits d'émission, car ce secteur vient au dixième rang des secteurs industriels du Canada pour ce qui est des émissions de NO_X et de SO_2, et il s'agit aussi d'un secteur dont les émissions peuvent être surveillées « au niveau de l'unité » à l'aide d'un système de surveillance continue des émissions (SSCE). [Selon l'EPA, trois cimenteries de New York participent avec succès au programme NO_X Budget Trading Program en vertu des exigences des SIP sur les NO_X (NO_X SIP call)].

Au Canada, le secteur de la fabrication de ciment comprend sept sociétés exploitant 16 usines pour un total de 25 fours actifs. Les émissions que produit ce secteur sont de nature régionale et ont un impact important en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario et au Québec.

Même si toutes les étapes du procédé de fabrication du ciment génèrent des émissions, la combustion du combustible dans le four produit jusqu'à 75 % des émissions totales de ce secteur. Le type de combustible est un des facteurs influant sur la quantité des émissions. L'industrie du ciment fait appel à plusieurs types de combustibles. Le charbon et le coke de pétrole représentent environ 60 % de tout le combustible consommé; le gaz naturel, les produits pétroliers et les déchets sont aussi d'autres formes de combustibles.

Le type de procédé dans le four — à sec ou par voie humide — influe aussi sur la quantité des émissions. L'ajout de réchauffeurs et de précalcinateurs, des technologies plus récentes, a permis d'améliorer la régulation des procédés et l'efficacité de la cimenterie et, par conséquent, de réduire la consommation de combustible. Au Canada, le procédé à sec est devenu plus répandu que le procédé classique par voie humide, une seule installation par voie humide (deux fours) étant encore exploitée. Parmi les 23 installations restantes, 12 fonctionnent à l'aide de fours classiques à sec, 5 à l'aide de fours dotés d'un réchauffeur et les 6 autres avec des fours à réchauffeur et précalcinateur.

C.3 TECHNIQUES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE SO_2 ET DE NO_X

Les sources adhérant à un programme de plafonnement et d'échange peuvent faire appel à une ou à plusieurs des méthodes suivantes pour satisfaire aux exigences de réduction des émissions : réduction des émissions sur place, achat de droits excédentaires d'autres sources disposant d'un surplus de droits d'émission dont elles sont prêtes à se départir, ou emploi de droits en réserve d'une année antérieure. La présente section décrit les méthodes que peuvent employer différents types de sources pour réduire leurs émissions sur place.

En général, les sources disposent de deux méthodes destinées à réduire leurs émissions : les mesures primaires et les techniques après la combustion. Les mesures primaires comprennent notamment :

- une optimisation du procédé par laquelle on met l'accent sur un accroissement de la productivité et de l'efficacité énergétique;
- le choix de divers combustibles ou de matières premières produisant moins d'émissions;
- des moyens de régulation de la combustion où l'accent est placé sur la réduction des émissions.

Les techniques après la combustion font appel à l'installation de technologies antipollution permettant d'éliminer la présence de polluants dans les gaz de cheminée, par exemple des épurateurs servant à éliminer le SO_2. Les installations sources font souvent appel à une combinaison des deux méthodes (mesures primaires et techniques après la combustion).

De nombreux facteurs, y compris l'âge de l'installation existante, sa capacité, son emploi et son emplacement doivent être pris en compte au moment de choisir une des options offertes.

C.3.1 Installations de production d'électricité (IPÉ)

Le plus souvent, les centrales électriques à vapeur installent des dispositifs antipollution afin de réduire leurs émissions de SO_2 et de NO_X à la source. Les brûleurs à faibles émissions de NO_X et l'injection étagée d'air secondaire sont des technologies courantes de modification de la combustion installées sur des chaudières consommant divers combustibles afin de réduire les émissions de NO_X. Sur les turbines à gaz, des chambres de combustion à faibles émissions sèches de NO_X, ainsi que des dispositifs d'injection d'eau ou de vapeur servent à réduire les émissions de NO_X. Les techniques courantes de réduction des émissions après la combustion comprennent notamment les systèmes de désulfuration des gaz de combustion (FGD) par voie humide ou semi-sèche pour la suppression du SO_2, et la réduction sélective catalytique (RSC) ou non catalytique (RSNC) pour la suppression des NO_X. La méthode FGD permet généralement, selon la technologie utilisée, d'éliminer de 90 à 95 % des émissions de SO_2. Les méthodes RSC et RSNC permettent quant à elles de réduire de plus de 90 % et de 30 à 60 %, respectivement, les émissions de NO_X, compte tenu des caractéristiques de l'installation et du combustible [18].

D'autres méthodes de réduction des émissions sur place sont offertes, notamment :

- mélange de combustible;
- changement de combustible — passage d'un combustible à haute teneur en soufre à un combustible à faible teneur en soufre; passage du charbon ou du mazout au gaz naturel;
- modification des techniques de combustion — remplacement d'une chaudière d'une centrale à vapeur par une turbine à gaz et un ensemble de génératrices à récupération de chaleur ou une gazéification intégrée à cycle combiné plus efficace;
- amélioration de l'efficacité énergétique et de l'efficacité de fonctionnement pour permettre de réduire les émissions de SO_2 et de NO_X.

En jetant un coup d'œil sur les stratégies relatives au respect de la réglementation proposées par les IPÉ en vertu du programme américain sur les pluies acides, on constate que les techniques de réduction des émissions après la combustion, telles que l'épuration (ou lavage), ont compté pour près de 37 % de la réduction totale des émissions en 2001. La plus grande partie de ces réductions était attribuable à l'installation de nouveaux épurateurs dans 30 centrales se trouvant principalement dans le Midwest des É.-U. Les réductions résiduelles (63 %) ont été le résultat du remplacement du combustible de certaines centrales (passage du charbon à des charbons à faible teneur en soufre) [19]. Le passage au charbon à faible teneur en soufre s'est révélé une mesure rentable de réduction des émissions, compte tenu de la diminution importante des coûts du transport ferroviaire à la fin des années 1980 et au début des années 1990. Il est possible que cette tendance ne se maintienne pas à l'avenir.

Dans le cadre du programme d'échange de bilan des NO_X (*NO_X Budget Trading Program* ou *NBP*) [20], les sources sont aussi tenues de fournir dans les plans de surveillance présentés à l'EPA des renseignements sur leurs techniques de

[18] *IPM Documentation Report (2004)*, Chapitre 5 : *Emission Control Technologies*, Exhibit 5-1, v.2.1.9. Conversation avec Sikandar Khan, CAMD/US EPA, 1/31/05.

[19] Ellerman, Denny (2003). *Lessons from Phase 2 Compliance with the U.S. Acid Rain Program*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge, p. 5, **http://web.mit.edu/ceepr/www/2003-009.pdf**.

[20] Le programme d'échange des bilan des NO_X (*NO_X Budget Trading Program* ou *NBP*) est un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission à l'intention des grandes installations de production d'électricité (IPÉ) et des grandes installations à chaudières industrielles, à turbines et à machines à cycle combiné se trouvant dans les États assujettis aux exigences des SIP concernant les NO_X. L'*Environmental Protection Agency* (EPA) a présenté à ces États un plafond type et une règle d'échange (*NO_X Budget Trading Program*) pour qu'ils puissent réaliser, d'une manière très rentable, les réductions des émissions énoncées dans les exigences des SIP concernant les NO_X.

réduction de la pollution, y compris les dates d'installation. En avril 2005, 122 centrales au charbon utilisant des dispositifs RSC ont déclaré des émissions. Cinquante-trois centrales au charbon, dont 9 sont des installations industrielles, ont indiqué qu'elles avaient installé des dispositifs RSNC. Dans la plupart des cas, l'installation des dispositifs a eu lieu à l'extérieur de la région de l'Ozone Transport Commission (OTC), dans la partie nord-est des États-Unis. Depuis octobre 2002, toutefois, des sources situées dans les États membres initiaux de l'OTC ont indiqué avoir installé des dispositifs RSC à 15 unités ayant une capacité de production d'environ 8 171 MW et des dispositifs RSNC à 13 unités ayant une capacité de production d'environ 2 295 MW. Ces données indiquent que la mise en œuvre du NBP semble avoir incité de nombreuses centrales à réduire leurs émissions de NO_X en installant des dispositifs antipollution additionnels, surtout dans les États où des réductions importantes des émissions étaient nécessaires pour respecter les exigences du NBP[21].

C.3.2 Chaudières industrielles

Bon nombre des techniques de réduction des émissions qui s'offrent aux centrales à vapeur du secteur public de l'électricité sont aussi offertes aux chaudières industrielles. L'applicabilité de ces techniques dépend de plusieurs facteurs, notamment la taille de la chaudière. Les techniques de réduction des émissions après la combustion, telles que la désulfuration des gaz de combustion, sont des options réalistes dans le cas des grosses chaudières de production d'électricité, mais dans le cas des chaudières industrielles plus petites, on peut opter pour des solutions moins coûteuses. Les techniques les plus plausibles en vue de la réduction sur place des émissions des chaudières industrielles comprennent notamment (selon la taille de la chaudière) :

- des brûleurs à faibles émissions de NO_X pour réduire les émissions de NO_X;
- le passage à un autre type de combustible, si possible, afin de réduire les émissions de SO_2;
- l'amélioration de l'efficacité de la chaudière par une optimisation de la régulation et de bonnes techniques de combustion qui permettront de réduire les émissions de NO_X et de SO_2.

Comme il est indiqué précédemment, dans le cadre du NO_X Budget Trading Program, neuf installations industrielles ont indiqué avoir installé des dispositifs RSNC. Environ 70 installations industrielles ont déclaré qu'elles utilisaient des brûleurs à faibles émissions de NO_X[22]. De nombreuses installations industrielles ont indiqué avoir combiné des dispositifs antipollution en aval (RSC) et d'autres technologies (modification de la technique de combustion et passage à un autre combustible) pour garantir un effet maximum.

Un autre facteur influant sur l'application de mesures de réduction possibles est l'intégration au procédé industriel. Dans certaines installations, les chaudières industrielles consomment un combustible produit à un coût faible, voire inexistant, à partir de leurs propres procédés industriels. Le cas échéant, il est peu probable que ces installations passent à un autre combustible moins dommageable pour l'environnement, qu'elles devront acheter. Les chaudières industrielles dans l'industrie des pâtes et papiers, par exemple, emploient souvent la lessive de cuisson épuisée comme combustible.

21 U.S. EPA (2004). *NO_X Budget Trading Program*: 2003 Progress and Compliance Report, pp. 20-21.

22 Ces données sont extraites de données provisoires recueillies par l'Emissions Monitoring Branch de la Clean Air Market's Division de l'EPA des États-Unis (octobre 2004).

C.3.3 Fonderies

L'installation d'épurateurs par voie humide est une option offerte à l'industrie de la fusion des métaux afin de réduire les émissions de SO_2. Une usine d'acide peut aussi utiliser cette méthode lorsque le SO_2 récupéré pendant la désulfuration des gaz de combustion (FGD) est transformé en acide sulfurique, un produit à valeur commerciale ajoutée. Une autre option consiste à moderniser le procédé d'une fonderie. Cette option est fonction du type de métal produit et peut ne pas convenir à toutes les installations. Les émissions de NO_x de ce secteur sont relativement faibles.

C.3.4 Fours à ciment

Les mesures primaires et les techniques de réduction des émissions après la combustion peuvent servir à réduire les émissions de SO_2 et de NO_x des fours à ciment. Les mesures primaires de réduction des émissions de SO_2 comprennent l'utilisation de combustibles à faible teneur en soufre et de matières premières à faible teneur en pyrite, ainsi que l'ajout de chaux. Les mesures primaires de réduction des émissions de NO_x comprennent des modifications à la température de l'air et l'utilisation d'air excédentaire, l'ajout de minéraux, le choix des matières premières, ainsi que la modification de la technique de combustion par refroidissement de la flamme, l'emploi de brûleurs à faibles émissions de NO_x, la combustion étagée combustible/air et la chauffe secondaire au milieu du four.

Les techniques de réduction des émissions après la combustion comprennent l'épuration à sec ou par voie humide dans le cas des émissions de SO_2, et la RSC ou la RSNC dans le cas des émissions de NO_x.

C.4 DISPOSITIONS D'ADHÉSION À UN PROGRAMME

En général, les critères d'applicabilité d'un programme de plafonnement et d'échange prévoient l'inclusion de secteurs de sources d'émission qui répondent le mieux à ces critères, en tenant compte de paramètres tels que la politique sur les émissions, la surveillance des émissions, les coûts de réduction des émissions et d'autres. Mais il est toutefois possible d'inclure des dispositions pour autoriser des sources qui ne font pas l'objet de ces critères d'applicabilité de participer au programme d'une manière volontaire. En théorie, ces sources peuvent profiter d'occasions rentables de réduire leurs émissions qui justifient les dépenses nécessaires pour satisfaire aux exigences de surveillance et à d'autres exigences associées au programme de plafonnement et d'échange. Si les décideurs autorisent la participation de ces sources, l'organisme responsable de la réglementation devra définir les exigences d'adhésion au programme à l'intention de ces sources (y compris les exigences de surveillance, telles que le fait de disposer d'un système de surveillance continue des émissions ou SSCE) et les méthodes d'attribution des droits à ces sources. Les exigences de surveillance d'une source participant volontairement au programme doivent être les mêmes que celles auxquelles sont assujetties les sources tenues de participer au programme afin de garantir que les réductions atteintes sont réelles, vérifiables et comparables.

Même si les dispositions d'adhésion volontaire peuvent réduire les coûts des sources visées, elles soulèvent d'autres questions. Des sources pourraient décider d'adhérer au programme et profiter de droits d'émission supérieurs à ce qu'ils auraient été si ces sources avaient décidé de ne pas participer au programme en question. Dans certains cas, elles pourraient adhérer au programme puis prendre des mesures qu'elles auraient prises de toute façon pour réduire leurs émissions, peu importe si elles avaient participé ou non au programme. De plus, certaines sources pourraient participer au programme, réduire l'utilisation de leurs droits en affectant des émissions à d'autres sources non visées par le programme d'échange de droits et ensuite vendre l'excédent de leurs droits sur le marché des droits d'émission.

À moins que l'organisme responsable de la réglementation puisse attribuer des droits selon un niveau égal ou inférieur « à ce qu'il serait normalement », et tenir compte d'une réduction de l'emploi des droits d'émission, des droits supplémentaires seront entrés dans le système et mineront l'efficacité du programme de plafonnement et d'échange sur le plan de l'environnement [23].

C.4.1 Dispositions d'adhésion à l'Acid Rain Program (programme sur les pluies acides)

En reconnaissant qu'il existait d'autres possibilités de réduire les émissions de SO_2 dans le secteur industriel, le Congrès américain a établi un programme de participation (Opt-in Program) en vertu de l'article 410 des modifications de 1990 au *Clean Air Act*. Le programme de participation autorisait les sources non tenues de participer au programme sur les pluies acides d'adhérer à ce programme d'une façon volontaire et de se voir attribuer leurs propres droits d'émission de SO_2. Les sources participantes étaient alors tenues de respecter les mêmes exigences que les autres sources visées par le programme. On prévoyait que la participation de ces autres sources permettrait de réduire les coûts de réalisation d'une réduction des émissions de SO_2 d'environ 10 millions de tonnes, valeur prescrite en vertu du *Clean Air Act*. Comme les sources adhérant au programme réduisaient leurs émissions de SO_2 à un coût relativement faible, une réduction des émissions, sous la forme de droits, pouvait être offerte aux services de production d'électricité où les coûts liés à la réduction des émissions étaient plus élevés. Le programme a été élargi pour offrir aux sources de combustion des incitatifs financiers pour qu'elles réduisent leurs émissions de SO_2 d'une manière volontaire. En réduisant ses émissions d'une quantité inférieure à celle autorisée par ses droits, une source participante pourrait ensuite vendre l'excédent sur le marché des droits d'émission de SO_2 [24]. Toutefois, on a constaté que seulement 11 unités de 4 sources avaient réellement choisi de participer au programme sur les pluies acides des États-Unis. De plus, une étude sur ce programme (Ellerman *et al.*, 2000) donne à penser que ces sources ont accepté de participer volontairement au programme en raison des droits d'émission plus que généreux qui leur étaient offerts. Les participants qui se sont prévalus de ces dispositions ont réduit leurs émissions à peine un peu plus qu'auparavant.

C.4.2 Dispositions d'adhésion au NO_X Budget Trading Program (programme américain d'échange de bilan des NO_X)

La plupart des États assujettis aux exigences des SIP concernant les NO_X ont aussi adopté les dispositions d'adhésion énoncées dans la règle type du NO_X Budget Trading Program (Partie 96 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux). De la même façon que pour les dispositions d'adhésion à l'Acid Rain Program, lorsqu'une unité décide d'adhérer au programme, elle est assujettie aux mêmes exigences que les unités visées par le programme d'échange de droits d'émission (exigences en matière de respect de la réglementation, de surveillance et de déclaration des émissions). Cependant, seules les installations à chaudières, à turbines de combustion ou à cycle combiné peuvent adhérer volontairement au programme d'échange de bilan des NO_X. Pour adhérer au programme, les unités doivent présenter à l'autorité compétente de l'État une demande de permis d'adhésion au programme d'échange de bilan des NO_X, accompagné d'un plan de surveillance des émissions. Le plan est étudié et doit être certifié par l'autorité compétente de l'État et par l'EPA. Si le plan convient, la source doit surveiller et déclarer son débit d'émission et son apport en chaleur pour une période complète de contrôle (saison

[23] Voir U.S. EPA, 2003, *Tools of the Trade* (**http://www.epa.gov/airmarkets/international/tools.pdf**) pour la suite de l'exposé.

[24] Consulter le site **http://www.epa.gov/airmarkets/arp/overview.html#optin** pour de plus amples renseignements (en anglais).

d'ozone), conformément à la Partie 75 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux, en vue de l'établissement de l'apport de chaleur de base et du débit d'émission de NO_x de base. Par la suite, une fois la demande approuvée, l'autorité compétente de l'État délivre à l'unité un permis et lui attribue la quantité appropriée de droits qui sont calculés pour une période donnée en fonction des éléments suivants :

- la moindre des valeurs entre l'apport de chaleur de base de l'unité ou l'apport de chaleur réel surveillé immédiatement avant la saison d'ozone, multipliée par;
- la moindre des valeurs entre le débit d'émission de base de l'unité ou les limites d'émission les plus rigoureuses (de l'État ou fédérales) applicables à l'unité.

Le programme d'adhésion volontaire découlant des exigences des SIP sera évalué au fur et à mesure que des données seront recueillies.

C.4.3 Dispositions d'adhésion au programme de la CAIR

Les dispositions d'adhésion aux programmes d'échange de droits d'émission découlant de la Clean Air Interstate Rule (Règlement interÉtats sur l'assainissement de l'air) sont semblables à celles contenues dans le NO_x Budget Trading Program (programme américain d'échange de bilan des NO_x). L'adhésion volontaire à ces programmes s'adresse uniquement aux installations à chaudières, à turbines et à d'autres installations consommant des combustibles fossiles, et dont les émissions sont rejetées par une cheminée et qui sont en mesure de respecter les exigences de surveillance et de déclaration des émissions conformément à la Partie 75 (Titre 40). Les États peuvent faire appel à l'un ou l'autre des deux mécanismes (ou aux deux) pour autoriser une source à adhérer au programme. Le premier de ces mécanismes exige une réduction efficace de 30 % des émissions (par le moyen de droits réduits). Le second contient des dispositions et des exigences particulières à l'intention des sources qui modifient leur technique de combustion à l'aide de technologies reconnues.

C.5 SOMMAIRE

Alors qu'aux États-Unis la consommation de combustible dans les installations de production d'électricité (IPÉ) constitue la principale source des émissions de SO_2 et une grande source des émissions de NO_x, d'autres secteurs au Canada représentent aussi, en plus des IPÉ, d'importantes sources d'émission de SO_2 (industrie de la fusion des métaux communs) et de NO_x (sources industrielles).

En général, il est souhaitable plutôt qu'obligatoire d'harmoniser le principe d'applicabilité pour ce qui concerne les sources et les secteurs. Par exemple, les installations de production d'électricité devraient être incluses dans tout programme transfrontalier d'échange de droits d'émission de SO_2 ou de NO_x, car elles contribuent grandement à ces émissions dans les deux pays. Actuellement, dans le cadre de l'Acid Rain Program et du NO_x Budget Trading Program aux États-Unis, les IPÉ sont les principales sources d'émission. Dans le NO_x Budget Trading Program, par contre, on inclut des sources industrielles telles que les grosses chaudières industrielles p. ex., raffineries de pétrole, usines de pâtes et papiers, cimenteries et usines sidérurgiques). Généralement, les programmes d'échange de droits d'émission de la CAIR s'adressent seulement aux IPÉ. Toutefois, les sources industrielles au Canada jouent un rôle plus important qu'aux États-Unis dans les émissions de SO_2 et de NO_x. Il faudrait donc examiner ces sources plus en profondeur, notamment les fonderies de métaux communs, en vue de leur inclusion éventuelle dans un programme transfrontalier Canada-États-Unis de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission, car certaines questions se posent quant à leur capacité de mesurer les émissions avec rigueur et d'une manière équivalente à ce qui se fait dans le secteur de l'électricité. Dans la mesure où certains aspects de l'applicabilité ne seraient pas harmonisés, il

y aurait lieu de procéder à d'autres analyses des conséquences économiques et des enjeux commerciaux internationaux avant de prendre une décision au sujet des écarts permissibles.

On pourrait aussi tenir compte de dispositions d'adhésion dans le contexte d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de manière à offrir à des sources en dehors des limites d'applicabilité la possibilité de participer au programme. Cependant, des dispositions complémentaires visant ces sources devraient alors être précisées dans le programme pour préserver l'intégrité du plafonnement des émissions et réduire les charges administratives. Ces dispositions devraient porter sur des questions telles que : obligation de respecter les mêmes méthodes de surveillance des émissions que les sources visées par le programme; éviter d'attribuer des droits pour des émissions qui ont déjà fait l'objet d'une réduction; réduire le plus possible l'attribution de droits pour des émissions que les sources réduiraient sans avoir à participer au programme ou pourraient détourner à d'autres sources non visées par le programme d'échange de droits. Il est nécessaire de solutionner efficacement ces questions, mais de manière à ne pas imposer de charge administrative déraisonnable aux sources.

C.6 BIBLIOGRAPHIE

Clean Air Markets Division, U.S. EPA. **http://www.epa.gov/airmarkets**.

Ellerman, A.D., P. Joskow, R. Schmalensee, J. Montero et E. Bailey. Markets for Clean Air, The U.S. Acid Rain Program. *Massachusetts' MIT Center for Energy and Environmental Policy Research*. Cambridge University Press, 2000.

Ellerman, Denny (2003). *Lessons from Phase 2 Compliance with the U.S. Acid Rain Program*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge. p. 5. **http://web.mit.edu/ceepr/www/2003-009.pdf**.

Energy Information Administration (2002). *Electricity Quick Stats*, mise à jour le 03/31/2004, **http://www.eia.doe.gov/neic/quickfacts/quickelectric.htm** (consulté le 5/21/04).

Groupe de travail n° 1 du comité directeur multilatéral sur l'initiative N306, 1996. *Document d'information sur l'élaboration de lignes directrices nationales pour les émissions de NO_x des chaudières commerciales et industrielles et des fours neufs ou modifiés*.

Statistique Canada (2001), *Centrales d'énergie électrique*, 2000, n° au catalogue 57-206-XIB.

Statistique Canada (2003), *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*, 2002, n° au catalogue 57-003-XIB.

Statistique Canada (2004), *Centrales d'énergie électrique*, 2002, n° au catalogue 57-206-XIB.

U.S. EPA (2003). *Acid Rain Program 2002 Progress Report*. Automne, 2003, Clean Air Markets Division. EPA 430-R-03-011, **http://www.epa.gov/airmarkets/cmprpt/arp02/2002report.pdf**.

U.S. EPA (2003). *Tools of the Trade: A Guide to Designing and Operating a Trade Program for Pollution Control*. Juin 2003, Clean Air Markets Division. EPA 430-B-03-002, **http://www.epa.gov/airmarkets/internastional/tools.pdf**.

U.S. EPA (2004). *1970 - 2002 Average annual emissions*, all criteria pollutants (Excel file). **http://www.epa.gov/ttn/chief/trends/index.htm**, consulté le 12/16/04.

U.S. EPA (2004). *NOx Budget Trading Program 2003 Progress and Compliance Report*.

U.S. EPA. Technical *Support Document: Analysis in Support of the Clean Air Interstate Rule Using the Integrated Planning Model*. **http://www.epa.gov/air/interstateairquality/pdfs/tsd.pdf**, 28 mai 2004, consulté le 12/16/04.

Whitford, Jaques (2004). *Industrial Boilers Database for Boilers > 250 MMBtu/hr*.

CHAPITRE D

SURVEILLANCE ET DÉCLARATION DES ÉMISSIONS

La surveillance et la déclaration des émissions sont le pivot des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission (appelés ci-après « programmes de plafonnement et d'échange »). L'expérience montre qu'il est indispensable de disposer de procédures de surveillance et de déclaration bien définies et rigoureuses, qui mesurent les émissions massiques de la façon la plus précise, la plus cohérente et la plus objective qui soit, si l'on veut être sûr de la valeur des allocations. Plus la méthode de mesure des émissions est exacte et complète, moins il y a de risques et d'incertitudes associés au tonnage des émissions que représente une allocation, plus les allocations ont de valeur en tant que produits négociables, moins les frais de transaction sont élevés et, en fin de compte, plus le marché est efficace.

Dans le présent chapitre, nous analysons les activités de surveillance et de déclaration des émissions aux États-Unis et au Canada, et nous faisons ressortir la nécessité d'harmoniser les régimes des deux pays dans le cadre d'un programme de plafonnement et d'échange de droits. La section D.1 illustre les exigences fondamentales en matière de surveillance et de déclaration des émissions dans le cadre d'un tel programme. La section D.2 traite des activités de surveillance et de déclaration des émissions aux États-Unis, dans le cadre des programmes d'échange de droits relatifs au SO_2 et aux NO_x, et met l'accent sur les dispositions relatives à la surveillance continue des émissions dont il est question à la Partie 75 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux. La section D.3 porte sur les spécifications canadiennes en matière de surveillance et de déclaration des émissions qui sont exposées dans le rapport SPE 1/PG/7. Enfin, la section D.4 comporte une analyse des sections précédentes, et met en lumière les secteurs dans lesquels les deux régimes de surveillance doivent être uniformes si l'on veut mettre en œuvre un programme transfrontalier efficace de plafonnement et d'échange.

D.1 PRINCIPES

Il est nécessaire que les exigences d'un programme de plafonnement et d'échange en matière de surveillance des émissions soient rigoureuses, et ce, pour plusieurs raisons :

- pour garantir que les émissions de toutes les sources sont mesurées et déclarées de façon uniforme et exacte;
- pour s'assurer qu'une tonne d'émissions provenant d'une source en particulier est égale à une tonne d'émissions provenant de n'importe quelle autre source;
- pour répondre au besoin de recueillir et d'évaluer rapidement de grandes quantités de données;
- pour s'assurer que l'on produit des valeurs d'émission pour chaque heure d'exploitation d'une unité, c'est-à-dire pour garantir la comptabilisation de toutes les émissions;
- pour vérifier si l'on atteint les objectifs de réduction des émissions en s'assurant que ces dernières n'excèdent pas les allocations.

Pour qu'un programme de plafonnement et d'échange soit fructueux, il est nécessaire qu'il atteigne plusieurs objectifs généraux, en plus d'être rigoureux : l'obligation redditionnelle, la transparence, la prévisibilité, l'uniformité et la souplesse.

D.1.1 Obligation redditionnelle

Un programme de plafonnement et d'échange doit inclure un cadre de supervision et d'application qui tient les participants responsables de toutes leurs émissions et veille à ce qu'ils respectent les exigences du programme. Le fondement de cette obligation redditionnelle est la mesure et la vérification exactes des émissions, ainsi que l'imposition stricte et uniforme de pénalités en cas de fraude ou

d'inobservation. L'organisme de réglementation peut faciliter cette obligation redditionnelle en formulant des règles claires, qui ne sont pas inutilement compliquées.

D.1.2 Transparence

La transparence désigne la divulgation libre et entière des décisions publiques et privées pertinentes, comme le fait d'établir les règles et les règlements qui s'appliquent à un programme d'échange et de déterminer si une source d'émission est conforme aux exigences. La transparence est un aspect important d'un programme efficace de plafonnement et d'échange, tant au point de vue de sa conception que de son fonctionnement, et la transparence du processus de conception peut favoriser l'acceptation et la confiance du public à l'égard d'un tel programme.

Le fait d'offrir un accès public aux données relatives aux allocations et aux émissions au niveau des diverses sources améliore aussi le degré de confiance envers le programme et offre un niveau additionnel d'examen qui permet de vérifier l'application et d'encourager l'observation. Dans certaines administrations, ces données sont classées comme confidentielles, et il faudra peut-être apporter des changements législatifs pour qu'elles soient accessibles au public.

D.1.3 Prévisibilité et uniformité

La prévisibilité et l'uniformité de la conception et de l'application des règles d'un programme sont des principes importants pour un programme efficace de plafonnement et d'échange. Elles aident à créer les circonstances propices à l'innovation, ainsi qu'à la réduction des coûts. L'existence d'un programme de plafonnement et d'échange incite les sources d'émission à trouver de meilleurs moyens de réduire leurs émissions, et ce, à moindre coût. Cet incitatif est subordonné à des règles uniformes, prévisibles et de longue durée, qui ont une incidence sur la valeur économique des réductions des émissions.

D.1.4 Souplesse

Les règles d'un programme doivent être prévisibles et uniformes au point de vue de leur conception et de leur application, mais il faut également qu'elles soient souples. Le cadre doit inclure une série d'options qui permettent d'atteindre l'objectif général de qualité des données du programme. De telles options permettent à chaque source de choisir la méthode de surveillance qui convient le mieux à ses activités et, ainsi, de minimiser le coût effectif des mesures de surveillance. Le fait que l'on dispose constamment de nouvelles informations souligne l'importance de la souplesse dans les règles qu'applique un programme.

D.2 SURVEILLANCE ET DÉCLARATION DES ÉMISSIONS AUX ÉTATS-UNIS

Aux États-Unis, la Partie 75 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux, intitulée « Continuous Emissions Monitoring » (surveillance continue des émissions) fixe les exigences relatives à la surveillance et à la déclaration continues des émissions atmosphériques qui s'appliquent aux centrales électriques et aux sources industrielles de grande taille visées par l'Acid Rain Program et le NO_x Budget Trading Program de l'EPA. Dans le cadre de l'Acid Rain Program, les sources industrielles de grande taille ne sont incluses qu'à titre volontaire, par contraste avec leur inclusion dans le NO_x Budget Trading Program.

Le tableau D-1 illustre les mesures de surveillance essentielles qu'exigent l'Acid Rain Program et le NO_x Budget Trading Program, de même que la période de déclaration qui s'applique à chacun. Il est à noter que les sources visées par l'Acid Rain Program sont également tenues de surveiller et de déclarer de façon continue les émissions massiques de dioxyde de carbone (CO_2) en vertu de l'article 821 du *Clean Air Act*. Il n'est toutefois pas essentiel de mesurer les émissions massiques de CO_2 pour qu'un programme d'échange de droits d'émission de SO_2 ou de NO_x soit efficace.

Tableau D-1 Mesures essentielles exigées par les programmes de plafonnement et d'échange aux États-Unis

Programme	Sources visées	Paramètre mesuré (unités)	Période de déclaration
Acid Rain Program	Centrales électriques à combustibles fossiles et autres sources de combustion adhérant au programme de plafonnement et d'échange concernant les émissions de SO_2	SO_2 (tonnes)	Annuelle
NO_x Budget Trading Program	Centrales électriques, chaudières industrielles de grande taille, autres sources industrielles (p. ex., fours à ciment, dispositifs de chauffage) et unités adhérant au programme de plafonnement et d'échange concernant les émissions de NO_x	NO_x (tonnes)	Saison d'ozone [1]

La règle énoncée à la Partie 75 précise les types de systèmes de surveillance qu'il est possible d'appliquer pour les mesures requises, de même que les exigences en matière de fonctionnement et d'entretien, les exigences en matière d'assurance de la qualité ou de contrôle de la qualité (AQ/CQ), ainsi que les exigences en matière de déclaration et de tenue de registres. Il est obligatoire de recourir à des systèmes de surveillance continue des émissions (SSCE) à moins qu'une unité visée ne réponde aux exigences d'un système de substitution.

La figure D-1 décrit les principaux maillons de la chaîne de qualité des données qui s'appliquent à un SSCE. Le processus commence par une vérification de l'exactitude des étalons gazométriques servant à calibrer et à mettre à l'essai le matériel de surveillance. L'EPA a adopté à cette fin un protocole de traçabilité qui permet de certifier les normes d'étalonnage gazométrique [2]. La source doit ensuite procéder aux essais d'assurance de la qualité (AQ) nécessaires, en suivant toutes les procédures appropriées, et rendre compte avec exactitude et en temps opportun des résultats de ces essais. Ces activités d'AQ ont tout d'abord pour but de certifier le système de surveillance; elles sont appliquées de façon permanente afin de garantir que les systèmes de surveillance continuent de mesurer les émissions avec exactitude.

Une fois que l'on a assuré la qualité des données issues de la surveillance continue des émissions (SCE), l'étape suivante consiste à s'assurer que les données sont, d'une part, enregistrées de manière exacte par un système d'acquisition et de traitement des données (SATD) et, d'autre part, déclarées comme il faut, de façon uniformisée, dans un rapport électronique de données (RED). Les RED sont soumis tous les trois mois à l'EPA pour examen, et les données sur les émissions sont utilisées à des fins de déclaration dans le programme de plafonnement et d'échange. L'EPA fournit les systèmes et les outils de gestion de données nécessaires pour :

- vérifier le format des données sur les émissions et des essais d'AQ présentés dans les RED;
- recalculer les émissions et les résultats des essais d'AQ à partir des données brutes;
- suivre les émissions et les transferts d'allocations.

Comme l'intégrité du programme général d'échange peut se rompre à n'importe quel endroit le long de cette chaîne d'activités, l'EPA se fonde sur une combinaison de vérifications électroniques et de vérifications sur le terrain

[1] La saison d'ozone s'étend du 1er mai au 30 septembre.

[2] « EPA Traceability Protocol for Assay and Certification of Gaseous Calibration Standards », septembre 1997, EPA-600/R-97/121.

Tableau D-1 Mesures essentielles exigées par les programmes de plafonnement et d'échange aux États-Unis

Programme	Sources visées	Paramètre mesuré (unités)	Période de déclaration
Acid Rain Program	Centrales électriques à combustibles fossiles et autres sources de combustion adhérant au programme de plafonnement et d'échange concernant les émissions de SO_2	SO_2 (tonnes)	Annuelle
NO_x Budget Trading Program	Centrales électriques, chaudières industrielles de grande taille, autres sources industrielles (p. ex., fours à ciment, dispositifs de chauffage) et unités adhérant au programme de plafonnement et d'échange concernant les émissions de NO_x	NO_x (tonnes)	Saison d'ozone [1]

La règle énoncée à la Partie 75 précise les types de systèmes de surveillance qu'il est possible d'appliquer pour les mesures requises de même que les exigences en matière de fonctionnement et d'entretien, les exigences en matière d'assurance de la qualité ou de contrôle de la qualité (AQ/CQ), ainsi que les exigences en matière de déclaration et de tenue de registres. Il est obligatoire de recourir à des systèmes de surveillance continue des émissions (SSCE) à moins qu'une unité visée ne réponde aux exigences d'un système de substitution.

La figure D-1 décrit les principaux maillons de la chaîne de qualité des données qui s'appliquent à un SSCE. Le processus commence par une vérification de l'exactitude des étalons gazométriques servant à calibrer et à mettre à l'essai le matériel de surveillance. L'EPA a adopté à cette fin un protocole de traçabilité qui permet de certifier les normes d'étalonnage gazométrique [2]. La source doit ensuite procéder aux essais d'assurance de la qualité (AQ) nécessaires, en suivant toutes les procédures appropriées, et rendre compte avec exactitude et en temps opportun des résultats de ces essais. Ces activités d'AQ ont tout d'abord pour but de certifier le système de surveillance; elles sont appliquées de façon permanente afin de garantir que les systèmes de surveillance continuent de mesurer les émissions avec exactitude.

Une fois que l'on a assuré la qualité des données issues de la surveillance continue des émissions (SCE), l'étape suivante consiste à s'assurer que les données sont, d'une part, enregistrées de manière exacte par un système d'acquisition et de traitement des données (SATD) et, d'autre part, déclarées comme il faut, de façon uniformisée, dans un rapport électronique de données (RED). Les RED sont soumis tous les trois mois à l'EPA pour examen, et les données sur les émissions sont utilisées à des fins de déclaration dans le programme de plafonnement et d'échange. L'EPA fournit les systèmes et les outils de gestion de données nécessaires pour :

- vérifier le format des données sur les émissions et des essais d'AQ présentés dans les RED;
- recalculer les émissions et les résultats des essais d'AQ à partir des données brutes;
- suivre les émissions et les transferts d'allocations.

Comme l'intégrité du programme général d'échange peut se rompre à n'importe quel endroit le long de cette chaîne d'activités, l'EPA se fonde sur une combinaison de vérifications électroniques et de vérifications sur le terrain.

[1] La saison d'ozone s'étend du 1er mai au 30 septembre.

[2] « EPA Traceability Protocol for Assay and Certification of Gaseous Calibration Standards », septembre 1997, EPA 600/R-97/121.

Figure D-1 Aperçu des activités de surveillance continue des émissions visées par la Partie 75

pour s'assurer de l'intégrité générale des données.

D.2.1 Options de surveillance

La règle exposée à la Partie 75 offre plusieurs options de surveillance. Les options disponibles dépendent de la façon dont chaque unité est classée, suivant le type de combustible utilisé, l'utilisation que l'on fait de l'unité et les émissions potentielles de cette dernière. La Partie 75 comporte une série de dispositions de surveillance continue de base qui s'appliquent à toutes les unités. Ces dispositions de base obligent à recourir à un SSCE pour tous les paramètres surveillés. Cependant, lorsqu'une unité est classée comme alimentée au mazout ou au gaz, il existe des systèmes autres que les SSCE pour certains des paramètres surveillés, sinon tous. Ces systèmes — ou méthodes — de substitution sont appelés « excepted methods » (« méthodes exceptées »), et ils figurent aux annexes D (pour les unités alimentées au gaz ou au mazout) et E [pour les unités à émissions massiques maximales (EMM) alimentées au gaz ou au mazout] de la Partie 75, de même qu'au paragraphe 75.19 [pour les unités à faibles émissions massiques (FEM)]. Cette souplesse réglementaire permet dans bien des cas d'assurer le degré de conformité requis à un coût inférieur, sans compromettre l'intégrité des programmes d'échange.

Les options de surveillance dont il est question à la Partie 75 sont résumées au tableau D-2 et analysées aux sections D.2.1.1 à D.2.1.4 ci-après. Les sections D.2.1.5 et D.2.1.6 traitent des méthodes de surveillance qui s'appliquent

Tableau D-2 Options de surveillance prévues à la Partie 75

Lorsqu'une unité touchée est classée comme une...	La Partie 75 offre les options de surveillance suivantes...			
	SSCE de base (75.10-18)	Méthode décrite à l'annexe D [3]	Méthode décrite à l'annexe E [4]	Méthode pour une unité à FEM [5] (75.19)
Unité au charbon	✓			
Unité au mazout ou à un gaz autre qu'à EMM	✓	✓		✓
Unité au mazout ou au gaz à EMM	✓	✓	✓	✓

aux sources industrielles, ainsi que des systèmes de surveillance de substitution, respectivement.

D.2.1.1 Surveillance continue des émissions (SCE)

Un système de surveillance continue des émissions — ou SSCE — se compose de tout le matériel nécessaire pour mesurer les émissions provenant d'une unité visée et en rendre compte de façon permanente. En voici quelques exemples :

- appareils de mesure de la teneur en polluants (p. ex., détecteurs de SO_2 ou de NO_x);
- détecteurs de gaz diluants, afin de mesurer le pourcentage d'O_2 ou de CO_2;
- détecteurs de débit volumétrique;
- sondes d'échantillonnage;
- lignes d'échantillonnage (« ombilicales »);
- pompes d'échantillonnage;
- matériel de préparation des échantillons (dispositifs de chauffage, condensateurs, matériel de dilution des gaz, etc.);
- enregistreurs de données ou contrôleurs programmables;
- système d'acquisition et de traitement des données (SATD) qui enregistre toutes les mesures et calcule les émissions électroniquement.

Les éléments particuliers d'un SSCE dépendent du paramètre que l'on surveille et des unités de mesure requises. Par exemple, un SSCE caractéristique qui sert à mesurer la concentration de SO_2 ou de NO_x pourrait se composer d'une sonde d'échantillonnage, d'une ligne ombilicale, d'une pompe d'échantillonnage, d'un condensateur, d'un analyseur de SO_2 (ou de NO_x), d'un contrôleur programmable et d'un SATD. Le tableau D-3 résume les types de SSCE qui sont nécessaires pour mesurer les paramètres essentiels (c'est-à-dire les tonnes de SO_2 et de NO_x) dans les programmes américains de plafonnement et d'échange.

D.2.1.2 Méthode de substitution prévue pour la surveillance des émissions de SO_2 et de l'apport calorifique dans les unités alimentées au gaz ou au mazout (annexe D)

Lorsqu'une unité visée satisfait à la définition d'une unité « alimentée au gaz » (« *gas fired* ») ou « alimentée au mazout » (« *oil fired* ») qui figure au paragraphe 72.2 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux (40 CFR), la source peut recourir à la méthode de substitution exposée à l'annexe D de la Partie 75, à la place d'un SSCE, pour certains paramètres. Cette annexe D ne s'applique qu'à la mesure du débit des émissions

[3] Pour les émissions de SO_2 et l'apport calorifique uniquement.

[4] Pour les émissions de NO_x uniquement.

[5] L'acronyme FEM désigne l'expression « faibles émissions massiques ». Si l'on atteint les seuils d'admissibilité des FEM et si l'on choisit cette méthode, il est obligatoire d'utiliser cette dernière pour tous les paramètres, c'est-à-dire pour le SO_2, les NO_x et l'apport calorifique (selon le cas).

Tableau D-3 SSCE requis pour les programmes américains de plafonnement et d'échange

Paramètre essentiel à mesurer...	SSCE requis...	Unités de mesure prescrites [6]...
Tonnes de SO_2	• Système de surveillance du SO_2 • Système de surveillance du débit des gaz de cheminée • Système de surveillance de l'humidité (dans certains cas)	ppm pi^3/h (standard) % H_2O
Tonnes de NO_X	• Système de surveillance des NO_X • Système de surveillance du débit des gaz de cheminée • Système de surveillance de l'humidité (dans certains cas) *ou* • Système de surveillance des NO_X-gaz diluant [7] • Système de surveillance du débit des gaz de cheminée • Système de surveillance de l'humidité (dans certains cas)	ppm pi^3/h (standard) % H_2O lb/MMBtu pi^3/h (standard) % H_2O

massiques de SO_2 et du débit calorifique de l'unité.

L'annexe D exige que l'on surveille de façon continue le débit du combustible et que l'on échantillonne à intervalles périodiques les caractéristiques de ce dernier, comme la teneur en soufre, le pouvoir calorifique brut (PCB) et la densité. Les débits de combustible mesurés sont utilisés de pair avec les résultats de l'échantillonnage et de l'analyse du combustible pour déterminer le débit des émissions massiques de SO_2 et/ou le débit calorifique de l'unité, suivant les exigences du ou des programmes applicables.

La méthode de substitution exposée à l'annexe D de la Partie 75 vise exclusivement les unités alimentées au gaz ou au mazout. On détermine les émissions massiques de SO_2 et/ou le débit calorifique à l'aide de débitmètres et des résultats de l'échantillonnage et de l'analyse périodiques du combustible.

D.2.1.3 Méthode de substitution prévue pour la surveillance des émissions de NO_X provenant des unités à EMM alimentées au mazout ou au gaz (annexe E)

Lorsqu'une unité visée faisant partie de l'*Acid Rain Program* ou du *NO_X Budget Trading Program* satisfait à la définition d'une « unité à émissions massiques maximales » qui figure au paragraphe 72.2 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux (40 CFR 72.2) et que cette unité est également considérée comme « alimentée au mazout » ou « alimentée au gaz », il est possible de recourir, à la place d'un SSCE, à la méthode de substitution énoncée à l'annexe E de la Partie 75 pour surveiller le débit des émissions de NO_X.

La méthode exposée à l'annexe E pour les unités à émissions massiques maximales alimentées au mazout ou au gaz ne concerne que la surveillance du débit des émissions de NO_X. Pour utiliser cette méthode, on dérive en premier lieu, à partir d'essais, une courbe de corrélation entre le débit des émissions de NO_X et le débit calorifique; ensuite, le débit calorifique horaire est mesuré à l'aide de la méthode exposée à l'annexe D, et l'on détermine à partir de la courbe de corrélation le débit horaire des émissions de NO_X.

[6] L'acronyme « ppm » signifie « parties par million », « pi^3/h (standard) » signifie « pieds cubes à l'heure (standard) », « lb » signifie « livre » et « MMBtu » signifie « million de Btu (British thermal units). (1 Btu = 1,06 kilojoule)

[7] Ce système se compose d'un détecteur de NO_X et d'un détecteur de gaz diluant (CO_2 ou O_2).

S'il choisit la méthode exposée à l'annexe E pour une unité admissible, le propriétaire ou l'exploitant doit :

- utiliser la méthode exposée à l'annexe D pour mesurer le débit calorifique horaire de l'unité;
- exécuter des essais des émissions fondés sur quatre charges afin d'établir une courbe de corrélation entre le débit des émissions de NO_X et le débit calorifique de l'unité;
- surveiller de façon continue les paramètres clés liés à la formation des NO_X (O_2 excédentaire dans le cas des chaudières, rapport eau-combustible dans le cas des turbines, etc.); les plages et les valeurs acceptables pour les paramètres doivent être définies dans un plan d'AQ;
- déterminer à nouveau la courbe de corrélation une fois tous les cinq ans ou si l'un quelconque des paramètres surveillés se situe en dehors de la plage de valeurs acceptable pendant plus de 16 heures d'exploitation consécutives de l'unité.

D.2.1.4 Méthode de substitution prévue pour la surveillance des unités à faibles émissions massiques (FEM)

Lorsqu'une unité visée est considérée comme étant à FEM, la Partie 75 prévoit une méthode de substitution qu'il est possible d'utiliser à la place d'un SSCE. La méthode en question est exposée au paragraphe 75.19. Cette méthode n'oblige pas à surveiller de façon continue les émissions ou le débit calorifique de l'unité. On détermine plutôt les émissions horaires de SO_2, de NO_X et de CO_2 en utilisant des taux d'émission par défaut liés à des combustibles particuliers (« facteurs d'émission ») ainsi que des estimations du débit calorifique horaire. Une fois que l'on a choisi la méthode FEM, il est obligatoire de s'en servir pour *tous* les paramètres du programme, c'est-à-dire pour le SO_2, les NO_X, le CO_2 et le débit calorifique, si l'unité fait partie de l'Acid Rain Program, et pour les NO_X et le débit calorifique si l'unité fait partie du NO_X Budget Trading Program. Il est interdit de « combiner » les autres méthodes visées à la Partie 75 avec celle qui s'applique aux unités à FEM.

La méthode prévue au paragraphe 75.19 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux pour les unités à FEM (au lieu d'un SSCE) permet de déterminer d'une autre façon les émissions de SO_2, de NO_X et de CO_2 ainsi que le débit calorifique de l'unité. Pour être admissible à cette méthode, une unité doit être alimentée au gaz ou au mazout et ses émissions massiques de SO_2 et/ou de NO_X ne doivent pas excéder certaines limites annuelles ou celles de la saison d'ozone.

Dans le cadre de la forme la plus rudimentaire de méthode prévue pour les unités à FEM, on estime les émissions horaires en multipliant le débit calorifique nominal maximal par un facteur d'émission « générique » indiqué dans la règle. Cela donne lieu à une estimation supérieure prudente des émissions de l'unité. Si la source souhaite estimer ses émissions de façon plus réaliste, il est possible de déterminer le débit calorifique en surveillant le débit du combustible et en procédant à un échantillonnage de ce combustible en vue de déterminer le PCB, plutôt que de recourir à la méthode du débit calorifique nominal maximal. Les propriétaires et exploitants d'unités à FEM ont également le choix d'effectuer des essais concernant les taux d'émission de NO_X afin de déterminer des taux par défaut plus représentatifs pour des combustibles particuliers et pour des unités particulières.

Pour appliquer la méthode relative aux unités à FEM à une unité particulière alimentée au mazout ou au gaz, le propriétaire ou l'exploitant doit montrer que les émissions massiques de SO_2 et/ou de NO_X qui proviennent de cette unité n'excèdent pas les valeurs limites annuelles illustrées au tableau D-4. Par exemple, une unité faisant partie du NO_X Budget Trading Program doit montrer que ses émissions massiques de

Tableau D-3 SSCE requis pour les programmes américains de plafonnement et d'échange

Paramètre essentiel à mesurer...	SSCE requis...	Unités de mesure prescrites [6]...
Tonnes de SO_2	• Système de surveillance du SO_2 • Système de surveillance du débit des gaz de cheminée • Système de surveillance de l'humidité (dans certains cas)	ppm pi^3/h (standard) % H_2O
Tonnes de NO_x	• Système de surveillance des NO_x • Système de surveillance du débit des gaz de cheminée • Système de surveillance de l'humidité (dans certains cas) *ou* • Système de surveillance des NO_x-gaz diluant [7] • Système de surveillance du débit des gaz de cheminée • Système de surveillance de l'humidité (dans certains cas)	ppm pi^3/h (standard) % H_2O lb/MMBtu pi^3/h (standard) % H_2O

massiques de SO_2 et du débit calorifique de l'unité.

L'annexe D exige que l'on surveille de façon continue le débit du combustible et que l'on échantillonne à intervalles périodiques les caractéristiques de ce dernier, comme la teneur en soufre, le pouvoir calorifique brut (PCB) et la densité. Les débits de combustible mesurés sont utilisés de pair avec les résultats de l'échantillonnage et de l'analyse du combustible pour déterminer le débit des émissions massiques de SO_2 et/ou le débit calorifique de l'unité, suivant les exigences du ou des programmes applicables.

La méthode de substitution exposée à l'annexe D de la Partie 75 vise exclusivement les unités alimentées au gaz ou au mazout. On détermine les émissions massiques de SO_2 et/ou le débit calorifique à l'aide de débitmètres et des résultats de l'échantillonnage et de l'analyse périodiques du combustible.

D.2.1.3 Méthode de substitution prévue pour la surveillance des émissions de NO_x provenant des unités à EMM alimentées au mazout ou au gaz (annexe E)

Lorsqu'une unité visée faisant partie de l'*Acid Rain Program* ou du *NO_x Budget Trading Program* satisfait à la définition d'une « unité à émissions massiques maximales » qui figure au paragraphe 72.2 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux (40 CFR 72.2) et que cette unité est également considérée comme « alimentée au mazout » ou « alimentée au gaz », il est possible de recourir, à la place d'un SSCE, à la méthode de substitution énoncée à l'annexe E de la Partie 75 pour surveiller le débit des émissions de NO_x.

La méthode exposée à l'annexe E pour les unités à émissions massiques maximales alimentées au mazout ou au gaz ne concerne que la surveillance du débit des émissions de NO_x. Pour utiliser cette méthode, on dérive en premier lieu, à partir d'essais, une courbe de corrélation entre le débit des émissions de NO_x et le débit calorifique; ensuite, le débit calorifique horaire est mesuré à l'aide de la méthode exposée à l'annexe D, et l'on détermine à partir de la courbe de corrélation le débit horaire des émissions de NO_x.

[6] L'acronyme « ppm » signifie « parties par million », « pi^3/h (standard) » signifie « pieds cubes à l'heure (standard) », « lb » signifie « livre » et « MMBtu » signifie « million de Btu (British thermal units). (1 Btu = 1,06 kilojoule)

[7] Ce système se compose d'un détecteur de NO_x et d'un détecteur de gaz diluant (CO_2 ou O_2).

S'il choisit la méthode exposée à l'annexe E pour une unité admissible, le propriétaire ou l'exploitant doit :

- utiliser la méthode exposée à l'annexe D pour mesurer le débit calorifique horaire de l'unité;
- exécuter des essais des émissions fondés sur quatre charges afin d'établir une courbe de corrélation entre le débit des émissions de NO_x et le débit calorifique de l'unité;
- surveiller de façon continue les paramètres clés liés à la formation des NO_x (O_2 excédentaire dans le cas des chaudières, rapport eau-combustible dans le cas des turbines, etc.); les plages et les valeurs acceptables pour les paramètres doivent être définies dans un plan d'AQ;
- déterminer à nouveau la courbe de corrélation une fois tous les cinq ans ou si l'un quelconque des paramètres surveillés se situe en dehors de la plage de valeurs acceptable pendant plus de 16 heures d'exploitation consécutives de l'unité.

D.2.1.4 Méthode de substitution prévue pour la surveillance des unités à faibles émissions massiques (FEM)

Lorsqu'une unité visée est considérée comme étant à FEM, la Partie 75 prévoit une méthode de substitution qu'il est possible d'utiliser à la place d'un SSCE. La méthode en question est exposée au paragraphe 75.19. Cette méthode n'oblige pas à surveiller de façon continue les émissions ou le débit calorifique de l'unité. On détermine plutôt les émissions horaires de SO_2, de NO_x et de CO_2 en utilisant des taux d'émission par défaut liés à des combustibles particuliers (« facteurs d'émission ») ainsi que des estimations du débit calorifique horaire. Une fois que l'on a choisi la méthode FEM, il est obligatoire de s'en servir pour *tous* les paramètres du programme, c'est-à-dire pour le SO_2, les NO_x, le CO_2 et le débit calorifique, si l'unité fait partie de l'Acid Rain Program, et pour les NO_x et le débit calorifique si l'unité fait partie du NO_x Budget Trading Program. Il est interdit de « combiner » les autres méthodes visées à la Partie 75 avec celle qui s'applique aux unités à FEM.

> La méthode prévue au paragraphe 75.19 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux pour les unités à FEM (au lieu d'un SSCE) permet de déterminer d'une autre façon les émissions de SO_2, de NO_x et de CO_2 ainsi que le débit calorifique de l'unité. Pour être admissible à cette méthode, une unité doit être alimentée au gaz ou au mazout et ses émissions massiques de SO_2 et/ou de NO_x ne doivent pas excéder certaines limites annuelles ou celles de la saison d'ozone.

Dans le cadre de la forme la plus rudimentaire de méthode prévue pour les unités à FEM, on estime les émissions horaires en multipliant le débit calorifique nominal maximal par un facteur d'émission « générique » indiqué dans la règle. Cela donne lieu à une estimation supérieure prudente des émissions de l'unité. Si la source souhaite estimer ses émissions de façon plus réaliste, il est possible de déterminer le débit calorifique en surveillant le débit du combustible et en procédant à un échantillonnage de ce combustible en vue de déterminer le PCB, plutôt que de recourir à la méthode du débit calorifique nominal maximal. Les propriétaires et exploitants d'unités à FEM ont également le choix d'effectuer des essais concernant les taux d'émission de NO_x afin de déterminer des taux par défaut plus représentatifs pour des combustibles particuliers et pour des unités particulières.

Pour appliquer la méthode relative aux unités à FEM à une unité particulière alimentée au mazout ou au gaz, le propriétaire ou l'exploitant doit montrer que les émissions massiques de SO_2 et/ou de NO_x qui proviennent de cette unité n'excèdent pas les valeurs limites annuelles illustrées au tableau D-4. Par exemple, une unité faisant partie du NO_x Budget Trading Program doit montrer que ses émissions massiques de

NO_x au cours de la saison d'ozone n'excèdent pas 50 tonnes.

D.2.1.5 Méthodes de surveillance applicables aux sources industrielles

Dans les programmes américains de plafonnement et d'échange, les unités génératrices d'électricité (UGE) sont celles qui sont les plus visées. Dans certains cas, la surveillance des sources industrielles peut s'avérer plus complexe que la surveillance des UGE.

Dans le NO_x Budget Program de l'Ozone Transport Commission (OTC), la catégorie des sources industrielles comportait 43 installations et plus de 120 unités. Ces dernières englobaient un large éventail d'industries, dont les services d'électricité et de gaz et les services sanitaires, le raffinage du pétrole, les pâtes et papiers, les produits chimiques, les métaux primaires, de même que d'autres catégories de sources diverses. Les unités étaient principalement des chaudières industrielles surveillées d'une manière conforme à la Partie 75.

Dans le NO_x Budget Trading Program, certains États ont choisi de réglementer deux catégories additionnelles d'unités, soit les fours à ciment et les dispositifs de chauffage des raffineries. Ces installations ne produisent pas de charge d'électricité ou de vapeur et, dans le cas des fours à ciment, la formation de CO_2 au stade de la calcination empêche de déterminer le débit calorifique de la même façon que dans le cas des chaudières, c'est-à-dire au moyen de débitmètres et de détecteurs de gaz diluants. Pour traiter des questions de surveillance particulières que l'on associe à ces sources, l'EPA a révisé la Partie 75 en 2002 afin d'y inclure des dispositions spéciales pour les unités exemptes de charges. En outre, l'industrie du ciment a obtenu de l'État de New York une dispense de l'obligation de surveiller l'apport calorifique *

Les fonderies sont une catégorie de source industrielle qui, à l'heure actuelle, ne sont pas réglementées par l'un ou l'autre des programmes américains de plafonnement et d'échange. Les mesures de surveillance prévues à la Partie 75 pourraient s'appliquer aux grandes fonderies qui évacuent leurs émissions dans l'atmosphère par des cheminées (les installations de séchage, les installations de grillage, etc.). Toutefois, les émissions fugitives des fonderies ne sont pas faciles à capter ou à quantifier. S'il est envisagé d'inclure les fonderies dans un programme de plafonnement et d'échange, il sera nécessaire d'analyser plus en détail le secteur, y compris les méthodes de surveillance appropriées.

D.2.1.6 Systèmes de surveillance de substitution et pétitions

La Sous-partie E de la Partie 75 offre au propriétaire ou à l'exploitant d'une unité visée un moyen de soumettre une pétition à l'Administrateur de l'EPA en vue de faire approuver un système de surveillance de substitution. Pour pouvoir obtenir l'approbation demandée, la pétition doit établir que la précision, la fiabilité, l'accessibilité et la rapidité d'exécution du système de substitution sont identiques à celles d'un SSCE certifié en vertu de la Partie 75, ou meilleures que ces dernières. Il est nécessaire de démontrer le rendement de n'importe quel système de substitution proposé en le mettant simultanément à l'essai par rapport à un SSCE dûment certifié ou à une méthode d'analyse de référence de l'EPA. La pétition doit également inclure des dispositions en matière d'AQ, ainsi que des procédures de substitution des données manquantes qui soient compatibles avec celles que prévoit la Partie 75. En partie à cause des exigences strictes de la Sous-partie E, et en partie parce que les méthodes prévues à l'annexe D, à l'annexe E et à l'annexe G (détermination des émissions de CO_2) et les méthodes de la Partie 75 qui exhaurit les unités à FEM offrent une grande souplesse pour ce qui est du choix d'une méthode de surveillance, l'EPA n'a reçu et approuvé qu'un faible nombre de pétitions concernant l'utilisation

* Tous les fours à ciment visés sont situés dans l'État de New York.

Tableau D-4 Unités à faibles émissions massiques

Une unité à combustion peut être considérée comme une unité à faibles émissions massiques (FEM) si elle...	
• Correspond à la définition d'une unité alimentée au gaz ou au mazout qui figure au paragraphe 72.2;	
• Si ses émissions massiques de SO_2 et/ou de NO_x respectent les valeurs limites suivantes :	
Pour les unités de l'Acid Rain Program : • ≤25 tonnes de SO_2 par année *et* • <100 tonnes de NO_x par année	Pour les unités du NO_x Budget Trading Program : • ≤50 tonnes de NO_x par saison d'ozone *et* • <100 tonnes de NO_x par année [9]

d'un système de surveillance de substitution sous le régime de la Sous-partie E.

La Partie 75 offre une souplesse réglementaire additionnelle, en ce sens que l'unité visée peut adresser une pétition à l'Administrateur de l'EPA en vue d'obtenir une dispense de l'application de certaines dispositions de la Partie 75 (ou de légères variations). Chaque pétition doit expliquer pourquoi il est suggéré d'utiliser la solution de rechange proposée plutôt que le système qu'exige le règlement, et elle doit contenir suffisamment d'informations pour que le ou les organismes d'examen puissent l'évaluer.

L'option de la pétition est un élément crucial du programme de surveillance des émissions. Les exigences de la Partie 75 en matière de surveillance et de déclaration sont rédigées de manière à s'appliquer à l'éventail le plus vaste possible d'installations; cependant, comme il existe des milliers d'unités visées qui appliquent la Partie 75, le règlement ne peut pas tenir compte de toutes les situations ou de toutes les circonstances. Le processus de pétition permet à des unités ou à des installations particulières d'utiliser un autre moyen d'atteindre l'objectif principal de la Partie 75, qui consiste à s'assurer que l'on rend compte des émissions de façon complète et exacte. La souplesse réglementaire que procure le processus de pétition réduit les coûts de surveillance et de déclaration des émissions pour de nombreuses sources et facilite la mise en œuvre du programme.

> Dans un programme d'échange transfrontalier, il est indispensable que le processus de pétition soit uniforme. Les pétitions sont similaires à la jurisprudence. C'est donc dire que les décisions prises par un pays ne devraient pas contredire ou compromettre les décisions que l'autre pays a prises antérieurement.

D.2.2 Processus de certification des systèmes de surveillance

Avant que l'on puisse déclarer que la qualité des données provenant des systèmes de surveillance visés par la Partie 75 est assurée, ces systèmes doivent subir une série d'essais de certification afin de montrer qu'ils sont capables de fournir des données exactes sur les émissions. Le processus général de certification des systèmes de surveillance comporte plusieurs étapes, illustrées à la figure D-2. Il faut d'abord choisir la méthode de surveillance à utiliser pour chaque paramètre et, ensuite, présenter un plan de surveillance initial. Le matériel de surveillance est alors mis en place, les avis d'essais de certification sont envoyés, les essais sont exécutés et une demande de certification est soumise pour examen à l'EPA ainsi qu'à l'organisme étatique compétent. Les diverses étapes du processus de certification sont décrites plus en détail aux sections D.2.2.1 à

[9] Cette valeur limite ne s'applique que si la source est tenue de déclarer ses émissions massiques de NO_x à l'année en cours de la saison d'ozone.

Tableau D-4 Unités à faibles émissions massiques

Une unité à combustion peut être considérée comme une unité à faibles émissions massiques (FEM) si elle...	
• **Correspond à la définition d'une unité alimentée au gaz ou au mazout qui figure au paragraphe 72.2;**	
• **Si ses émissions massiques de SO_2 et/ou de NO_x respectent les valeurs limites suivantes :**	
Pour les unités de l'Acid Rain Program :	Pour les unités du NO_x Budget Trading Program :
• ≤25 tonnes de SO_2 par année et • ≤100 tonnes de NO_x par année	• ≤50 tonnes de NO_x par saison d'ozone et • ≤100 tonnes de NO_x par année [9]

Dans un programme d'échange transfrontalier, il est indispensable que le processus de pétition soit uniforme. Les pétitions sont similaires à la jurisprudence. C'est donc dire que les décisions prises par un pays ne devraient pas contredire ou compromettre les décisions que l'autre pays a prises antérieurement.

D.2.2 Processus de certification des systèmes de surveillance

Figure D-2 Processus de certification d'un système de surveillance

D.2.2.5 et la section D.2.2.6 décrit les essais de recertification et de diagnostic.

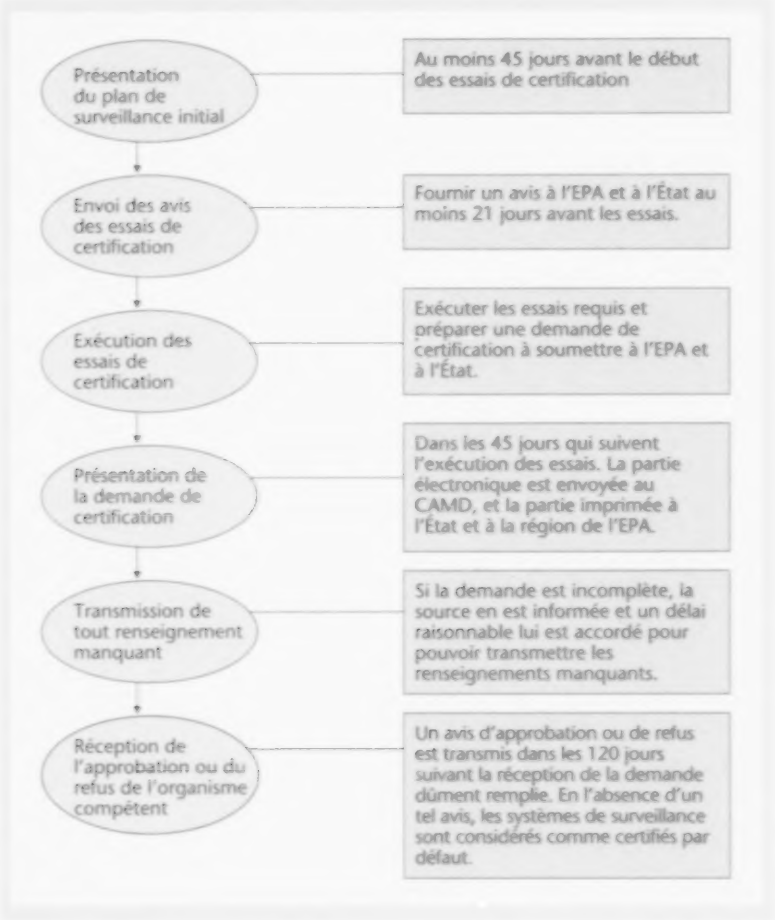
D.2.2.1 Présentation du plan de surveillance initial

Le plan de surveillance initial indique la stratégie de surveillance générale qui s'applique à l'unité visée. Il doit contenir suffisamment de renseignements au sujet des systèmes de surveillance pour montrer que toutes les émissions réglementées de l'unité seront mesurées et déclarées. Le plan de surveillance comporte une partie imprimée et une partie électronique.

Au moins 45 jours avant le début des essais de certification, la partie électronique du plan de surveillance initial doit être soumise à la Clean Air Markets Division (CAMD) de l'EPA sous la forme du rapport électronique de données (RED) de l'Agence; la partie imprimée doit être soumise au bureau régional de l'EPA ainsi qu'à l'organisme local ou étatique compétent. La CAMD examine ensuite la partie électronique du plan de surveillance et fait part de ses commentaires à l'installation, au bureau régional de l'EPA et à l'État. Toutes les lacunes ou tous les problèmes relevés lors de cet examen sont réglés entre l'installation et les organismes d'examen.

Le plan de surveillance doit être un document « évolutif » qui reflète les changements qui sont apportés à la longue aux systèmes de surveillance. À mesure que la technologie évolue

Figure D-2 Processus de certification d'un système de surveillance



D.2.2.5, et la section D.2.2.6 décrit les essais de recertification et de diagnostic.

D.2.2.1 Présentation du plan de surveillance initial

Le plan de surveillance initial indique la stratégie de surveillance générale qui s'applique à l'unité visée. Il doit contenir suffisamment de renseignements au sujet des systèmes de surveillance pour montrer que toutes les émissions réglementées de l'unité seront mesurées et déclarées. Le plan de surveillance comporte une partie imprimée et une partie électronique.

Au moins 45 jours avant le début des essais de certification, la partie électronique du plan de surveillance initial doit être soumise à la Clean Air Markets Division (CAMD) de l'EPA, sous la forme du rapport électronique de données (RED) de l'Agence; la partie imprimée doit être soumise au bureau régional de l'EPA ainsi qu'à l'organisme local ou étatique compétent. La CAMD examine ensuite la partie électronique du plan de surveillance et fait part de ses commentaires à l'installation, au bureau régional de l'EPA et à l'État. Toutes les lacunes ou tous les problème relevés lors de cet examen sont réglés entre l'installation et les organismes d'examen.

Le plan de surveillance doit être un document « évolutif » qui reflète les changements qui sont apportés à la longue aux systèmes de surveillance. À mesure que la technologie évolue

ou que la méthode de surveillance change, il est possible que l'on remplace les dispositifs de surveillance initialement décrits dans le plan de surveillance. En outre, les activités de l'installation peuvent changer et nécessiter l'emploi de dispositifs de surveillance additionnels ou le déplacement des dispositifs existants. Il est donc nécessaire de mettre à jour le plan de surveillance afin qu'il reflète tous les changements de cet ordre. Par exemple, le remplacement d'un analyseur de gaz exige de mettre à jour le plan de surveillance, car la source est tenue de déclarer la marque, le modèle et le numéro de série de chaque analyseur.

D.2.2.2 Envoi des avis des essais de certification

Les avis des essais de certification doivent être envoyés à la CAMD, au bureau régional de l'EPA ainsi qu'à l'organisme local ou étatique compétent au moins 21 jours avant l'exécution des essais en question. Il y a toutefois une exception : aucun avis n'est exigé pour la certification des débitmètres de combustible visés à l'annexe D.

D.2.2.3 Exécution des essais de certification

Le tableau D-5 résume les types d'essais de certification qu'exige la Partie 75.

D.2.2.4 Présentation de la demande de certification

Il est nécessaire de produire une demande de certification dans les 45 jours qui suivent l'exécution du ou des essais de certification requis. Cette demande comporte une partie électronique et une partie imprimée. La première se compose d'un plan de surveillance complet et à jour, ainsi que des résultats des essais de certification, présentés sous la forme d'un RED. Cette partie est transmise à la CAMD. La partie imprimée de la demande comporte un formulaire de demande, la version imprimée du compte rendu des essais de certification, et tous les changements apportés à la partie imprimée du plan de surveillance à la suite des essais.

Si la demande de certification est incomplète ou s'il manque des renseignements quelconques, les organismes d'examen en informeront la source, et un délai raisonnable lui sera accordé pour pouvoir transmettre les renseignements requis.

D.2.2.5 Réception de l'approbation ou du refus de l'Agence

L'autorité compétente envoie un avis d'approbation ou de refus de la demande de certification dans les 120 jours qui suivent la date de réception de la demande dûment remplie. Si l'avis n'est pas transmis dans ce délai, les systèmes de surveillance seront considérés comme certifiés par défaut, à condition que tous les essais requis aient été effectués avec succès.

D.2.2.6 Essais de recertification et de diagnostic

Chaque fois qu'un système de surveillance fait l'objet d'un remplacement, d'une modification ou d'un autre changement susceptible d'avoir une incidence marquée sur sa capacité de mesurer avec exactitude les émissions, ce système doit être recertifié. En outre, si l'on change le système de traitement des gaz de cheminée ou le fonctionnement de l'unité et que ce changement a une incidence marquée sur le profil de concentration des émissions ou de débit de l'unité, le système de surveillance concerné doit être certifié de nouveau. Voici quelques exemples de situations où il est nécessaire de certifier de nouveau les systèmes de surveillance visés par la Partie 75 :

- le remplacement d'un analyseur;
- le remplacement d'un SSCE complet;
- le déplacement ou la réorientation d'une sonde d'échantillonnage;
- le remplacement d'un débitmètre de combustible.

Tableau D-5 Essais de certification exigés en vertu de la Partie 75

Type d'essai de certification	Dispositifs ou unités évalués	Objectif visé
Essai d'erreurs d'étalonnage sur sept jours	Dispositifs de surveillance des gaz et du débit	Évaluer l'exactitude et la stabilité de l'étalonnage d'un dispositif de surveillance pendant une période de fonctionnement prolongée de l'unité.
Essai de linéarité	Dispositifs de surveillance des gaz	Déterminer si un analyseur de gaz réagit de manière linéaire sur toute sa plage.
Vérification d'essais d'exactitude relative (VEER)	Systèmes de surveillance des gaz et du débit (à trois niveaux de charge, pour ce qui est du débit)	Comparer les données sur les émissions enregistrées par un SSCE avec les données recueillies simultanément à l'aide d'une méthode d'essai de référence de l'EPA.
Essai de biais	Systèmes de surveillance du SO_2, des NO_x et du débit	Déterminer si un système de surveillance présente un biais minime par rapport à la méthode de référence, d'après les résultats de la VEER. Dans l'affirmative, un facteur de redressement est calculé et appliqué aux données relevées par la suite au sujet des émissions horaires.
Essai du temps de cycle	Systèmes de surveillance des gaz	Déterminer si un SSCE est capable d'effectuer au moins un cycle d'échantillonnage, d'analyse et d'enregistrement de données à intervalles de 15 minutes.
Essai d'exactitude	Débitmètres de combustible visés par l'annexe D	Montrer qu'un débitmètre est capable de mesurer avec exactitude le débit du combustible.
Essai concernant le taux d'émission de NO_x et mesure de l'apport calorifique à quatre niveaux de charge	Unités à EMM visées par l'annexe E	Établir une courbe de corrélation entre le taux des émissions de NO_x et le taux d'apport calorifique.
Essai concernant le taux d'émission de NO_x à un ou à plusieurs niveaux de charge	Unités à FEM	Déterminer les facteurs d'émission de NO_x pour des combustibles et des unités spécifiques, aux fins de déclaration.
Vérification du SATD	Unités utilisant un SSCE ou des méthodes de surveillance visées par l'annexe E et/ou l'annexe D	S'assurer que les calculs des émissions sont tous exécutés correctement et que l'on applique convenablement les procédures relatives aux données manquantes.

Les exigences à remplir, au stade de la recertification, sont essentiellement les mêmes que celles qui sont présentées à la figure D-2 pour la certification initiale, sauf qu'il n'est pas nécessaire de soumettre un plan de surveillance initial et que les exigences relatives aux avis des essais sont légèrement différentes. Il est à noter aussi que, dans certains cas, l'EPA exige moins qu'une batterie complète d'essais en vue d'une recertification.

Les changements apportés à un système de surveillance certifié ne requièrent pas tous une recertification. Dans bien des cas, seuls des essais de diagnostic sont exigés pour garantir que le système continue de produire des données exactes. Pour une analyse plus complète des essais de recertification et de diagnostic, voir l'alinéa 75.20b) et la question 13.21 dans le guide de l'EPA intitulé « *Part 75 Emissions Monitoring Policy Manual* » [10].

D.2.3 Procédures d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité

Après la certification initiale, tous les systèmes de surveillance visés par la Partie 75 sont tenus de subir des essais d'assurance de la qualité (AQ) périodiques afin de s'assurer qu'ils continuent de produire des données exactes. Pour ce qui est des SSCE, les exigences relatives aux essais d'AQ sont exposées aux endroits suivants :

- l'annexe B de la Partie 75 et le paragraphe 75.21, pour ce qui est des sources qui déclarent toute l'année des données sur leurs émissions;

  ou

- l'alinéa 75.74c), pour ce qui est des sources participant au NO_x Budget Trading Program qui ne déclarent des données sur leurs émissions qu'au cours de la saison d'ozone, soit du 1er mai au 30 septembre.

Pour ce qui est des débitmètres de combustible visés par la Partie 75, les exigences actuellement en vigueur au sujet des essais d'AQ sont exposées à la section 2.1.6 de l'annexe D, et, en ce qui a trait aux systèmes de surveillance des émissions de NO_x visés par l'annexe E, les exigences sont exposées aux sections 2.2 et 2.3 de cette annexe-là.

D.2.3.1 Essais d'AQ requis pour les sources déclarant des données toute l'année

Toutes les unités participant à l'Acid Rain Program et certaines unités participant au NO_x Budget Trading Program sont tenues de déclarer toute l'année des données sur leurs émissions [11]. Les exigences actuellement en vigueur pour les essais d'AQ qui s'appliquent aux sources déclarant des données toute l'année sont résumées au tableau D-6. Ce dernier montre que, pour les SSCE, les essais d'AQ ordinaires doivent être faits à trois fréquences de base : quotidiennement, trimestriellement et semestriellement ou annuellement.

Les essais d'erreurs d'étalonnage et les contrôles d'interférence pour les dispositifs de surveillance du débit doivent être exécutés tous les jours; les contrôles de linéarité concernant les dispositifs de surveillance des gaz, les essais du ratio débit-charge et (pour les dispositifs de surveillance du débit de type « pression différentielle ») les contrôles de fuites doivent être exécutés tous les trois mois; les VEER doivent être exécutées soit semestriellement soit annuellement, suivant les résultats de l'essai.

En ce qui concerne les débitmètres de combustible visés par l'annexe D, la fréquence de base concernant les essais d'exactitude requis est annuelle, et, pour ce qui est des systèmes visés par l'annexe E, les essais portant sur les émissions de NO_x doivent être exécutés au moins tous les cinq ans en vue d'établir une nouvelle courbe de corrélation.

Il est à noter qu'il existe un certain nombre d'exceptions aux exigences relatives aux essais

[10] Le *Policy Manual* peut être consulté à l'adresse **http://www.epa.gov/airmarkets/monitoring/polman/index.html**

[11] Certains États permettent aux sources participant au NO_x Budget Trading Program de choisir entre le fait de déclarer leurs données toute l'année ou de le faire au cours de la saison d'ozone seulement.

Tableau D-6 Essais d'AQ actuellement requis pour les sources déclarant des données toute l'année

Type d'essai d'AQ	Systèmes de surveillance continue (SCE)	Fréquence de base
Essai d'erreur d'étalonnage	Dispositifs de surveillance des gaz et du débit	Quotidiennement
Contrôle d'interférence	Dispositifs de surveillance du débit	Quotidiennement
Contrôle de linéarité	Dispositifs de surveillance des gaz	Trimestriellement
Essai du ratio débit-charge ou du rendement calorifique brut	Dispositifs de surveillance du débit	Trimestriellement
Contrôle de fuites	Dispositifs de surveillance du débit de type « pression différentielle »	Trimestriellement
VEER et essai de biais	Dispositifs de surveillance des gaz et du débit (l'essai de biais ne s'applique qu'aux systèmes de surveillance du SO_2, des NO_x et du débit)	Semestriellement ou annuellement [12]
Essai d'exactitude	Débitmètres de combustible	Annuellement
Essai du taux d'émission de NO_x	Systèmes visés par l'annexe E	Tous les cinq ans

d'AQ et aux fréquences de base présentées au tableau D-6. Ainsi, il n'est pas nécessaire de procéder à des contrôles de linéarité pour les dispositifs de surveillance des émissions de SO_2 ou de NO_x dont les valeurs de concentration sont de 30 ppm ou moins. Pour les trimestres civils au cours desquels l'unité fonctionne pendant moins de 168 heures, il est possible d'obtenir des dispenses restreintes au sujet des contrôles de linéarité ainsi que des prolongations restreintes des délais prescrits pour les VEER. Les limites de ces dispenses et de ces prolongations sont les suivantes : au moins un contrôle de linéarité doit être exécuté chaque année, et une VEER doit être effectuée à intervalles d'au moins huit trimestres civils, quel que soit le nombre d'heures de fonctionnement de l'unité.

L'EPA reconnaît qu'il arrive parfois que des circonstances indépendantes de la volonté du propriétaire ou de l'exploitant d'une source (par exemple, une interruption forcée) empêchent de procéder à un contrôle de linéarité ou à une VEER au cours du trimestre civil où cela devait se faire. Un allégement réglementaire est prévu dans ces cas-là : la Partie 75 autorise à effectuer l'essai au cours d'un délai de « grâce », qui suit directement la fin du trimestre en question. Pour ce qui est des contrôles de linéarité, le délai de grâce est de 168 heures de fonctionnement; pour les VEER, il est de 720 heures de fonctionnement.

D.2.3.2 Essais d'AQ requis pour les sources déclarant leurs données au cours de la saison d'ozone seulement

Lorsqu'une unité participe au NO_x Budget Trading Program mais non à l'Acid Rain Program, les données sur ses émissions peuvent être déclarées en prenant pour base la saison d'ozone uniquement, et non l'année, à condition que la réglementation de l'État le permette. S'il est permis à une source de déclarer les données en prenant pour base la saison d'ozone seulement et si elle choisit de le faire, cette source doit satisfaire aux exigences d'AQ que prévoit l'alinéa 75.74c), à la Sous-partie H de la Partie 75. Ces exigences obligent la source

[12] Selon le pourcentage d'exactitude relative obtenu lors de l'essai précédent, la VEER suivante est exigée semestriellement ou annuellement.

à effectuer un certain nombre d'essais d'AQ avant la saison d'ozone, c'est-à-dire entre le 1er octobre et le 30 avril, de même que d'autres essais d'AQ durant la saison d'ozone (entre le 1er mai et le 30 septembre).

Les essais d'AQ imposés aux sources qui ne déclarent leurs données qu'au cours de la saison d'ozone sont nettement différents de ceux que doivent exécuter les sources qui déclarent leurs données toute l'année; ils sont également un peu plus complexes. À cause de cela, les sources qui peuvent opter pour la saison d'ozone seulement doivent soigneusement évaluer les avantages perçus de cette option (réduction des exigences de déclaration, tenue à jour du SSCE moins stricte en dehors de la saison d'ozone) par rapport à l'annulation possible des données portant sur leurs émissions — et à la perte consécutive d'allocations d'émission de NO_x — qui pourrait découler d'une compréhension ou d'une application erronée des exigences.

D.2.3.3 Programme d'AQ/CQ

La Partie 75 oblige tous les propriétaires et exploitants d'unités visées à mettre au point un programme d'assurance de la qualité et/ou de contrôle de la qualité (AQ/CQ) pour leurs systèmes de surveillance continue (SSC). Chaque programme d'AQ/CQ doit comporter un plan écrit, décrivant en détail les procédures et les opérations relatives à un certain nombre d'activités importantes, comme les procédures ordinaires de mise à jour des systèmes de surveillance et les procédures employées pour exécuter les essais d'AQ exigés. Il faut également tenir un relevé de tous les essais, de tous les rajustements et de toutes les réparations qui se rapportent aux systèmes de surveillance (c'est-à-dire des registres de maintenance). Le plan d'AQ doit être mis à la disposition des organismes de réglementation qui en font la demande lors des vérifications menées sur place.

D.2.3.4 Périodes de mise hors service et substitution des données manquantes

Dans les programmes de plafonnement et d'échange, il est essentiel de rendre compte des émissions provenant d'une source pendant chaque heure de fonctionnement de l'unité concernée, car c'est en comparant les émissions massiques totales durant la période de conformité (c'est-à-dire l'année ou la saison d'ozone) au nombre total d'allocations détenues qu'on détermine si l'unité se conforme aux exigences. La Partie 75 oblige donc à rendre intégralement compte des données de chaque unité visée. Les données relatives aux émissions doivent être déclarées pour chaque heure de fonctionnement d'une unité.

Toutefois, dans le quotidien, il est possible que des données portant sur les émissions et dont la qualité est assurée ne soient pas disponibles durant un certain nombre d'heures, parce que le matériel de surveillance fonctionne mal ou doit subir des travaux de maintenance courants; il arrive parfois aussi qu'un essai d'AQ ordinaire échoue. Pour chacune des heures de fonctionnement d'une unité durant laquelle un système de surveillance est incapable de produire des données de qualité assurée, ce système est considéré comme « hors service ». Les données enregistrées par un système de surveillance dit « hors service » ne peuvent pas être incluses dans les déclarations à effectuer sous le régime de la Partie 75 et ne peuvent pas non plus servir à calculer les émissions. Pour chacune des heures que compte une période de « mise hors service », les données sur les émissions doivent être générées de l'une des trois façons suivantes :

- en utilisant un système de surveillance de réserve qui est approuvé en vertu de la Partie 75 et qui n'est pas hors service;

  ou

- en utilisant une méthode d'essai de référence de l'EPA;

  ou

- en utilisant des valeurs de données de substitution appropriée.

Bien des installations ne sont pas dotées d'un système de surveillance de réserve et, même si elles en ont un, rien ne garantit que le système de réserve sera « en service » au moment d'une interruption du système principal. Cela étant, il est nécessaire de disposer d'une méthode uniforme pour déterminer quelles sont les valeurs de données de substitution qui conviennent lors des périodes au cours desquelles il manque des données.

Procédures à suivre en cas de données manquantes – SSCE

En général, les procédures prescrites par la Partie 75 pour les données manquantes, relativement aux SSCE, sont conçues pour produire des valeurs de données de substitution raisonnablement élevées, de manière à garantir que l'on ne sous-estime pas les émissions lors d'une interruption des systèmes de surveillance. L'application des procédures relatives aux données manquantes commence à la date et à l'heure de la « certification provisoire », c'est-à-dire une fois que le SSCE a passé avec succès tous les essais de certification requis et qu'il est prêt à générer des données dont la qualité est assurée. Deux ensembles distincts d'algorithmes sont décrits à la Partie 75 pour les données manquantes : les algorithmes « initiaux » et les algorithmes « types ». Les algorithmes initiaux, dont il est question au paragraphe 75.31, sont les procédures temporaires que l'on applique pendant un temps précisé, après quoi on commence à appliquer les algorithmes types exposés aux paragraphes 75.33 à 75.37. Pour ce qui est de ces deux procédures, c'est le système d'acquisition et de traitement des données (SATD) qui calcule et applique automatiquement toutes les valeurs de données de substitution appropriées.

Les algorithmes initiaux sont simples, et les valeurs de substitution qui en découlent sont vraisemblablement proches des émissions réelles de la source. Par exemple, l'algorithme relatif au SO_2 est la moyenne arithmétique des concentrations de SO_2 relevées au cours de l'heure qui précède et de celle qui suit la période pour laquelle il manque des données. Pour ce qui est des NO_x et du débit, la valeur des données de substitution qui s'applique à chacune des heures est une moyenne arithmétique des données antérieures, relevées à des niveaux de charge similaires.

Les procédures types ont recours à une approche dite « à plusieurs niveaux », qui tient compte à la fois du pourcentage de disponibilité des données de surveillance (PDDS) [13] et de la durée de la période pour laquelle il manque des données. Quand le PDDS est élevé (≥ 95 %) et la période de données manquantes relativement courte (≤ 24 heures), les algorithmes types sont presque identiques aux procédures initiales; par conséquent, les valeurs des données de substitution ne sont généralement pas coercitives. Cependant, à mesure que le PDDS diminue et qu'augmente la durée de la période de données manquantes, les valeurs des données de substitution deviennent de plus en plus prudentes (c'est-à-dire raisonnablement élevées), afin de garantir que les émissions ne sont pas sous-estimées. Si le PDDS tombe en deçà de 80 %, indépendamment de la durée de la période de données manquantes, il est obligatoire de déclarer la concentration potentielle maximale ou le taux d'émission maximal.

Les algorithmes initiaux et types qui s'appliquent aux NO_x et au débit des gaz de cheminée sont fondés sur des niveaux de charge, de manière à fournir des valeurs de données de substitution plus représentatives. Il convient toutefois de noter que certaines unités participant au NO_x Budget Trading Program ne produisent pas de charge d'électricité ou de vapeur (c'est le cas des fours à ciment). Pour tenir compte de ces sources, en 2002 l'EPA a ajouté à la Partie 75 un ensemble d'algorithmes

[13] Dans sa forme la plus simple, le PDDS est le rapport entre le nombre d'heures de données dont la qualité est assurée et le nombre d'heures de fonctionnement de l'unité, au cours d'une période antérieure précisée. Le PDDS est calculé sur une base horaire par le SATD.

spéciaux pour les NO_x et le débit. Ces algorithmes sont similaires, d'un point de vue structurel, aux algorithmes types, sauf qu'ils ne sont pas fondés sur un niveau de charge. La règle permet aux sources visées de définir des « cellules opérationnelles » qui correspondent à des conditions de fonctionnement différentes, et d'enrichir chacune de ces cellules de données tirées du SSCE. La valeur des données de substitution qui s'applique à chaque heure de données manquantes est ensuite extraite de la cellule opérationnelle appropriée.

Procédures à suivre en cas de données manquantes – Annexes D et E

L'annexe D de la Partie 75 comporte les procédures à suivre en cas de données manquantes sur le débit du combustible, la teneur en soufre du combustible, le pouvoir calorifique brut (PCB) et la densité. Les algorithmes qui figurent à l'annexe D sont nettement moins complexes que ceux qui se rapportent aux SSCE. Les algorithmes types qui concernent le débit du combustible sont les plus complexes, en ce sens qu'ils s'appliquent à des combustibles particuliers et qu'ils sont fondés sur des niveaux de charge. Cependant, la valeur des données de substitution qui s'applique à chaque heure est simplement une moyenne arithmétique des données figurant dans la cellule de charge correspondante, en prenant pour base une période antérieure de 720 heures de données dont la qualité est assurée.

L'annexe D exige aussi que l'on substitue les données manquantes concernant la teneur en soufre du combustible, le PCB et la densité chaque fois que les résultats de l'échantillonnage et de l'analyse périodiques requis pour l'un quelconque de ces paramètres sont manquants ou non valides. L'approche suivie en cas de données manquantes est fort simple : la valeur potentielle maximale du paramètre est déclarée pour chacune des heures que compte la période de données manquantes.

Dans le cas de l'annexe E, la substitution des données manquantes se fait de manière relativement simple : lorsque les paramètres de l'AQ/CQ ne sont pas disponibles ou se situent en dehors de la plage de valeurs acceptable, la valeur de substitution est tout simplement le taux d'émission de NO_x le plus élevé que comporte la courbe de corrélation de base. Lorsque le débit calorifique mesuré est supérieur à la valeur la plus élevée que l'on obtient au cours des essais de base, des taux d'émission de NO_x raisonnablement élevés [et, dans certains cas, le taux d'émission potentiel maximal de NO_x (TEPM)] doit être déclaré. Pour ce qui est des unités visées par l'annexe E auxquelles on a ajouté des dispositifs de contrôle des émissions de NOx, chaque fois que ces dispositifs sont hors service ou que l'on ne peut pas prouver qu'ils fonctionnent convenablement, c'est le TEPM propre au combustible utilisé qu'il faut déclarer.

D.2.3.5 Validation conditionnelle des données

Lorsqu'on apporte un changement important à un SSCE (comme le remplacement d'un analyseur) et qu'il est nécessaire de recertifier le système, ce dernier doit passer avec succès une série d'essais de recertification avant que l'on puisse s'en servir pour déclarer des données dont la qualité est assurée. Le processus de recertification dure au moins sept jours (un essai d'erreurs d'étalonnage sur sept jours est l'un des essais exigés). Cependant, pendant que les essais de recertification sont en cours, il demeure nécessaire de déclarer les données sur les émissions pour chaque heure durant laquelle l'unité fonctionne. Sans allégement réglementaire, cette exigence pourrait donner lieu à une période prolongée de substitution des données manquantes, avec une perte consécutive de crédits d'allocation.

Pour pallier cette situation, le sous-alinéa 75.20*b*)(3) de la Partie 75 permet de recourir à une « validation conditionnelle des données » (VCD) en cas de recertification. La VCD procure aux sources un moyen de minimiser l'emploi de données de substitution pendant que l'on soumet

un SSCE à des essais de recertification. Pour tirer avantage de cette disposition, aussitôt que le système de surveillance est prêt à être mis à l'essai il faudrait procéder à un essai d'erreurs d'étalonnage. C'est ce que l'on appelle un « étalonnage probatoire ». Si cet essai s'avère positif, on attribue aux données du SSCE, à partir de ce moment-là, le statut « conditionnellement valide », en attendant de recevoir les résultats des essais de recertification.

Si les essais de recertification requis sont ensuite exécutés et réussis dans un délai précis, sans aucun échec, toutes les données conditionnellement valides que le SSCE a enregistrées entre la date et l'heure de l'étalonnage probatoire et la date et l'heure de la fin des essais requis peuvent être considérées comme étant d'une qualité assurée et, donc, déclarées comme telles. Toutefois, advenant un échec d'un des principaux essais de recertification (comme un contrôle de linéarité ou une VEER), les données dites « conditionnellement valides » sont toutes invalidées, et il est obligatoire de recourir au processus de substitution des données manquantes jusqu'à ce que tous les essais requis aient été accomplis avec succès.

La Partie 75 prolonge l'utilisation de la VCD au-delà des cas de recertification. Il est possible aussi de recourir aux procédures pour les étapes suivantes : la certification initiale, les essais de diagnostic et les essais d'AQ courants.

D.2.4 Déclaration par voie électronique

Dans les programmes américains de plafonnement et d'échange concernant les émissions de SO_2 et de NO_x, les unités visées sont tenues de déclarer à l'EPA des données électroniques de divers types (données sur les émissions, renseignements liés au plan de surveillance, résultats des essais de certification et d'AQ, etc.), et ce, à des moments précis indiqués à la Partie 75.

D.2.4.1 Déclaration initiale

Les exigences en matière de déclaration électronique initiale que comporte la Partie 75 comprennent la présentation d'un plan de surveillance et les résultats des essais de certification du système de surveillance. Nous avons décrit ces exigences plus tôt, aux sections D.2.2.1 et D.2.2.4.

D.2.4.2 Déclaration trimestrielle

Pour chaque unité visée, il est nécessaire de déclarer trimestriellement les données sur les émissions, à partir de la date et de l'heure auxquelles tous les essais de certification sont terminés (c'est-à-dire la date de « certification provisoire »), ou alors à compter de la date et de l'heure du délai de certification précisé dans la règle, selon la première de ces deux éventualités. L'EPA utilise les données trimestrielles pour évaluer la conformité aux exigences, en comparant les émissions massiques annuelles de SO_2 et/ou les émissions massiques de NO_x au cours de la saison d'ozone que déclare chaque unité avec le nombre d'allocations détenues.

La déclaration trimestrielle des données horaires sur les émissions (par opposition, par exemple, à une déclaration annuelle) est indispensable au succès des programmes de plafonnement et d'échange. La déclaration trimestrielle allège le fardeau administratif associé au processus de rapprochement des données et de comptabilisation des allocations, car cela permet à l'EPA et aux sources visées de travailler ensemble durant toute l'année ou pendant la saison d'ozone en vue de rectifier tout problème posé par les données, au lieu d'attendre la fin de l'année ou de la saison d'ozone. En réduisant le risque d'obtenir des données erronées sur les émissions, ce processus intensifie également la capacité des sources de garantir que les allocations qu'elles détiennent, à la date limite prévue, sont au moins égales à leurs émissions totales, et l'on diminue ainsi les possibilités d'infraction.

Tous les rapports trimestriels doivent être soumis à l'EPA par transfert direct entre ordinateurs, soit par courriel soit par un logiciel fourni par l'EPA et connu sous le nom de « Emissions Tracking System File Transfer Protocol », ou ETS-FTP. Les rapports doivent être produits dans les 30 jours suivant la fin de chaque trimestre civil. Durant ce délai, il est possible de réviser et de soumettre de nouveau les rapports autant de fois qu'il le faut.

Les données que contient chaque rapport trimestriel doivent être présentées sous une forme uniformisée dans un RED que fournit l'EPA [14]. Le SATD doit être capable d'enregistrer toutes les données nécessaires et de consigner toutes les données en la forme prescrite.

Les fichiers que contient un RED trimestriel doivent inclure les renseignements essentiels qui suivent :

- des informations sur l'installation;
- les données horaires et cumulatives sur les émissions;
- des informations sur le fonctionnement horaire de l'unité (charge, débit calorifique, durée de fonctionnement, etc.);
- des informations sur le plan de surveillance;
- les résultats des essais d'AQ requis (étalonnages quotidiens, contrôles de linéarité, VEER, etc.);
- les états de certification émanant du représentant désigné ou du représentant de compte autorisé, et attestant l'intégralité et l'exactitude des données.

Les données accompagnant chaque rapport trimestriel produit sont enregistrées et stockées dans l'ETS de l'EPA. Le système de suivi comporte le logiciel de présentation susmentionné (c'est-à-dire l'ETS-FTP) et des algorithmes de vérification des données, qui sont logés dans un ordinateur central de l'EPA. Toutes les sources doivent obtenir de l'EPA un compte et un mot de passe pour pouvoir présenter leurs fichiers électroniques (RED). Le succès des programmes de plafonnement et d'échange dépend totalement de l'ETS. Ce dernier rehausse le degré de confiance des transactions relatives aux allocations en certifiant l'existence et la quantité du produit (les émissions) qui est échangé sous la forme d'allocations.

Tous les trimestres, l'EPA examine et évalue les RED, à l'aide d'un processus d'examen en quatre étapes :

- Examen des données.
- Rétroaction aux sources. L'EPA fournit des renseignements aux sources, en fonction des résultats des évaluations effectuées par l'ETS et le logiciel de vérification des données de surveillance (VDS). Les rapports de rétroaction indiquent :
  - — que les données ont été acceptées et seront stockées dans l'ordinateur central de l'EPA en vue de leur rapprochement et de leur diffusion annuels;

  ou alors

  - — que le RED est inacceptable et contient des « erreurs critiques » qui empêchent de se servir des données en vue de leur diffusion et de la comptabilisation des allocations.
- Nouvelle présentation des données. L'EPA exige que les rapports contenant des erreurs critiques soient présentés de nouveau à une date limite précisée (en général, dans les 30 jours suivants).
- Diffusion des données. Toutes les données sont examinées, et les rapports préliminaires et définitifs sur les données relatives aux émissions sont établis en vue de leur diffusion publique et de la détermination du degré de conformité.

[14] Les versions 2.1 et 2.2 du rapport électronique de données (RED), ainsi que les instructions connexes, sont disponibles dans le site Web de la CAMD, à l'adresse : http://www.epa.gov/airmarkets/reporting/edr21/index.html.

D.2.5 Vérifications et inspections

Lorsque des données sur les émissions sont déclarées sous une forme électronique uniformisée comme le RED, les organismes de réglementation sont en mesure de mettre au point des outils logiciels à l'aide desquels ils peuvent vérifier les données. Les résultats de ces vérifications électroniques peuvent servir à cibler les sources des problèmes relevés, en vue de procéder soit à des vérifications électroniques plus exhaustives, soit à des vérifications sur place. Dans le programme de vérification visé par la Partie 75, ces deux formes de vérification sont couramment exécutées.

D.2.5.1 Programme de vérification électronique visé par la Partie 75

La CAMD de l'EPA procède à des vérifications électroniques courantes des rapports électroniques trimestriels produits en vertu de la Partie 75, et ce, en se servant des outils logiciels de suivi des émissions (ETS) et de vérification des données de surveillance (VDS). L'EPA exécute aussi parfois des vérifications électroniques spéciales à la recherche d'autres problèmes particuliers liés à la déclaration des données (comme une application erronée des algorithmes relatifs aux données manquantes).

L'EPA met le logiciel VDS à la disposition de tous, via Internet [15]. En outre, le système ETS dispose d'une zone d'« essai » où l'on peut envoyer les rapports trimestriels en vue de recevoir un rapport de rétroaction préliminaire. Les sources réglementées peuvent ainsi faire vérifier au préalable les données de leur RED avant de les présenter officiellement. Cela réduit considérablement le nombre de rapports qu'il est nécessaire de présenter de nouveau à cause d'erreurs critiques.

D.2.5.2 Ciblage de la vérification

L'EPA a récemment mis au point un outil logiciel de vérification électronique, appelé *Targeting Tool for Field Audits* (TTFA). Cet outil, destiné principalement aux organismes étatiques, aide ces derniers à cibler les sources à soumettre à une vérification sur place. Le TTFA est capable de relever divers problèmes d'entretien et de fonctionnement des SSCE, comme les systèmes de surveillance qui présentent un nombre excessif d'échecs sur le plan des essais d'erreurs d'étalonnage ou des contrôles de linéarité, les sources pour lesquelles les activités de surveillance subissent de longues interruptions, et les systèmes de surveillance dont les valeurs d'étalonnage et de concentration ont été mal fixées.

D.2.5.3 Vérifications sur place

L'EPA se fie principalement aux organismes locaux et étatiques pour vérifier sur place les sources visées par la Partie 75. Dans bien des cas, les vérifications sur place sont intégrées aux inspections ordinaires. Ces vérifications incitent à adopter de bonnes méthodes de surveillance en sensibilisant les installations aux exigences de la Partie 75. Les vérifications sur place comprennent généralement les activités suivantes :

- préparatifs (examen du plan de surveillance, examen des données antérieures des RED, à l'aide du VDS ou du TTFA, etc);
- inspection sur place du matériel de surveillance et des périphériques du système;
- examen des documents;
- observations concernant les essais d'AQ;
- entretiens avec le personnel compétent de l'installation.

L'EPA a rédigé un *Field Audit Manual* (ou « guide de vérification sur place »), qu'il est possible de consulter sur Internet [16].

[15] Le logiciel VDS et les renseignements sur la façon de s'en servir peuvent être consultés à l'adresse : **http://www.epa.gov/airmarkets/monitoring/mdc/index.html**.

[16] Le *Field Audit Manual* figure à l'adresse : **http://www.epa.gov/airmarkets/monitoring/auditmanual/index.html**.

Ce document comprend les procédures recommandées pour vérifier sur place un SSCE visé par la Partie 75. Il comprend une série d'outils dont il est possible de se servir pour se préparer à une vérification, les techniques qu'il est possible d'employer pour procéder aux inspections sur place et à l'examen des documents, les méthodes appropriées pour observer les essais d'AQ, de même que des lignes directrices sur la façon de rédiger un rapport final. Les listes de contrôle fournies permettent aussi de s'assurer que l'on obtient toutes les données nécessaires au cours de la vérification. L'EPA a conçu les procédures de vérification qui figurent dans le guide de telle sorte que le personnel puisse s'en servir, peu importe son degré d'expérience.

D.3 PROTOCOLE D'ENVIRONNEMENT CANADA POUR LES SYSTÈMES DE SURVEILLANCE CONTINUE DES ÉMISSIONS (RAPPORT SPE 1/PG/7)

D.3.1 Description

En septembre 1993, Environnement Canada a publié un rapport intitulé « Protocoles et spécifications des exigences en matière de performance pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques », appelé ci-après « rapport SPE 1/PG/7 ». Ce document a pour but de donner des précisions sur les attentes d'Environnement Canada à l'égard des systèmes de surveillance continue des émissions (SSCE) pour les centrales électriques. En 2005, on a révisé le rapport SPE 1/PG/7, en lui apportant des modifications et des ajouts mineurs pour régler des problèmes précis soulevés par les parties intéressées. Cette révision ne modifie pas le contexte général du rapport.

Le rapport SPE 1/PG/7 comporte une série de spécifications concernant la conception, l'installation et le fonctionnement de SSCE automatisés qui servent à mesurer les émissions gazeuses de SO_2 et de NO_x provenant des centrales thermiques à vapeur alimentées aux combustibles fossiles. Il présente les procédures à employer pour déterminer les divers paramètres des SSCE lors des essais de certification initiaux, ainsi qu'au cours du fonctionnement à long terme des systèmes de surveillance.

En outre, des lignes directrices sont fournies pour aider à dresser un plan d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité (AQ/CQ) propre à un site particulier, de pair avec l'organisme de réglementation compétent. Le plan fait partie intégrante des exigences générales concernant le fonctionnement de chaque SSCE.

Le rapport SPE 1/PG/7 est un document technique dont les organismes de réglementation peuvent se servir pour fixer les exigences qui permettent de mesurer avec exactitude, au moyen d'un SSCE, les émissions de NO_x et de SO_2. Il n'expose pas le cadre dans lequel s'inscrivent les activités de surveillance et ne précise pas non plus quand il est obligatoire d'utiliser un SSCE ni comment s'en servir à l'appui des permis d'exploitation, des plafonds d'émission ou des systèmes d'échange de droits d'émission. Cela est laissé aux soins de l'organisme de réglementation compétent.

D.3.2 Sommaire de l'application actuelle du rapport SPE 1/PG/7 au Canada

D.3.2.1 Secteur de la production d'énergie thermique

Les exigences précisées dans le rapport SPE 1/PG/7 sont des lignes directrices recommandées par le gouvernement fédéral. Leur application est laissée aux soins des organismes de réglementation.

Les provinces canadiennes ont fait un large usage du rapport SPE 1/PG/7 au moment d'établir leurs propres exigences en matière de SCE. Deux provinces — l'Ontario et l'Alberta — s'en sont beaucoup inspirées pour leurs exigences provinciales en matière de SCE. Le District régional du Grand Vancouver, une région

située au sein de la Colombie-Britannique, en a lui aussi tenu compte.

D'autres administrations n'ont pas d'exigences explicites en matière de SSCE. Dans ces dernières, la question de la surveillance est traitée ponctuellement, et les exigences sont énoncées dans les permis d'exploitation attribués aux sources. Souvent, les permis renvoient aux exigences du rapport SPE 1/PG/7 ou à certaines sections de ce dernier.

D.3.2.2 Autres secteurs industriels

Bien qu'il soit destiné au départ au secteur de la production d'énergie thermique, le rapport SPE 1/PG/7, ou certaines sections de ce dernier, a été appliqué à des SSCE dans divers secteurs industriels, comme les fours à ciment, les fonderies, les usines de pâtes et papiers, les chaudières à bois, les incinérateurs municipaux et biomédicaux et les fours crématoires. Habituellement, il est fait référence à ce rapport dans le permis d'exploitation de l'unité.

D.4 ANALYSE

D.4.1 Différences entre les exigences du Canada et des États-Unis en matière de surveillance (SPE 1/PG/7 et Partie 75, Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux)

Un grand nombre des différences [17] que l'on relève entre le rapport SPE 1/PG/7 et la Partie 75 du Titre 40 du Recueil des règlements fédéraux (appelée ci-après « Partie 75, 40 CFR ») sont le résultat du contexte dans lequel ont été mis au point ces deux outils de surveillance. Au Canada, le rapport SPE 1/PG/7 est un document technique dont les organismes de réglementation peuvent se servir pour fixer les exigences qui permettront de mesurer avec exactitude les émissions de NO_X et de SO_2. Il ne précise pas quand les SSCE doivent être utilisés ni comment ils doivent l'être à l'appui des permis d'exploitation, des plafonds d'émission ou des systèmes d'échange de droits d'émission. Aux États-Unis, la Partie 75, 40 CFR a été créée expressément pour un régime de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Dans ce plus vaste contexte, la réglementation englobe de nombreuses exigences additionnelles, liées à l'obligation redditionnelle, à la transparence et à d'autres aspects nécessaires à un régime d'échange efficace. Ces exigences servent à préserver la crédibilité d'un programme dans le cadre duquel les émissions surveillées acquièrent une valeur pécuniaire en tant que produits négociables.

D'autres différences sont de nature plus technique, et il s'agit simplement de façons différentes d'atteindre des objectifs similaires concernant les spécifications de rendement (ou de performance), les méthodes d'essai et les procédures d'AQ. Voici certaines des principales différences entre les deux outils :

- Exigences concernant les systèmes d'acquisition de données – Elles sont moins détaillées dans le rapport SPE 1/PG/7.
- Biais – Le rapport SPE 1/PG/7 comporte des limites précises. Des facteurs de rajustement sont prévus pour les biais tant élevés que minimes, à condition que les biais se situent dans les limites spécifiées. La Partie 75, 40 CFR autorise des biais élevés, et des facteurs de redressement sont exigés pour les biais minimes.
- Rapport électronique de données (RED) – Le rapport SPE 1/PG/7 n'exige pas de RED. Cette exigence est précisée en détail à la Partie 75, 40 CFR et elle est nécessaire pour déterminer le degré d'observation, de même que pour les programmes d'AQ qui sont fondés sur les RED présentés.
- Données manquantes – Les exigences relatives aux données manquantes sont plus détaillées à la Partie 75, 40 CFR que dans le rapport SPE 1/PG/7.

[17] Une bonne partie des renseignements de la section D.4 proviennent de Jahnke (2001, 2004).

- Données sur l'exploitation de l'unité – Le rapport SPE 1/PG/7 ne comporte pas les exigences relatives à la déclaration de l'utilisation du combustible, du PCB des combustibles, etc. que l'on trouve à la Partie 75, 40 CFR.
- Dispositifs de surveillance du débit – Le rapport SPE 1/PG/7 autorise à effectuer des calculs relatifs au rendement calorifique qui sont fondés sur le débit calorifique et des facteurs F ou d'autres calculs techniques permettant de déterminer le débit, tandis que la Partie 75, 40 CFR exige que l'on utilise des dispositifs de surveillance du débit, à part quelques exceptions pour les unités alimentées au gaz ou au mazout.
- Différences procédurales – Il existe de nombreuses différences procédurales entre les deux systèmes en raison des nombreuses exigences prescriptives de la Partie 75, 40 CFR. Ces exigences comprennent ce qui suit :
  - la présentation trimestrielle des plans de surveillance et des données sur les essais de rendement liés à l'AQ;
  - la certification des données par un représentant désigné ou un représentant de compte autorisé;
  - la vérification de l'AQ des RED présentés, effectuée par les ordinateurs de l'EPA.

Dans un régime de plafonnement et d'échange, les exigences en matière de surveillance et de déclaration sont une façon de garantir la valeur des allocations à échanger. Bien que l'exactitude des données soit essentielle, l'uniformité des méthodes employées pour surveiller et déclarer les émissions est tout aussi importante. Il est donc nécessaire d'harmoniser ces exigences afin que les allocations échangées entre les installations soient considérées comme fongibles dans le cadre d'un régime transfrontalier de plafonnement et d'échange.

Avec la Partie 75, 40 CFR, l'EPA a déjà créé les exigences nécessaires pour répondre aux besoins d'un programme de plafonnement et d'échange qui, à l'heure actuelle, n'existent pas encore au Canada. En outre, les États-Unis ont acquis une certaine expérience de l'échange de droits d'émission et des besoins de surveillance connexes dans le cadre de l'Acid Rain Program, qui a vu le jour en 1995. Cela est valable aussi bien au niveau gouvernemental qu'au niveau du secteur de la production d'électricité.

Si le Canada en vient à participer à un programme mixte d'échange de droits d'émission avec les États-Unis, il faudra qu'il soit prêt à mettre en œuvre les dispositions de la Partie 75, 40 CFR.

D.4.2 Incidence de la mise en œuvre de la Partie 75, 40 CFR au Canada

D.4.2.1 Compatibilité avec le rapport SPE 1/PG/7

Malgré les différences qu'il y a entre la Partie 75, 40 CFR et le rapport SPE 1/PG/7, les orientations de ces deux documents sont compatibles. Le rapport SPE 1/PG/7 offre divers moyens de répondre à ses exigences et ne précise aucun type particulier de SSCE. Si l'on en vient à établir un système transfrontalier de plafonnement et d'échange, les participants seront en mesure de choisir le matériel permettant de répondre aux exigences du rapport SPE 1/PG/7 de telle sorte que ce matériel contribuerait à répondre ultérieurement aux exigences de la Partie 75, 40 CFR.

D.4.2.2 Mises à niveau ou changements exigés dans les unités génératrices d'électricité

À l'heure actuelle, aucun SSCE canadien n'est l'équivalent d'un SSCE américain qui répond aux exigences de la Partie 75, 40 CFR. Cela ne veut pas dire qu'un système canadien est nécessairement moins exact ou précis. Toutefois, en raison des différences entre le rapport SPE 1/PG/7 et la Partie 75, 40 CFR et de l'absence au Canada d'un régime national de plafonnement et d'échange, un certain nombre d'éléments

n'ont pas été inclus. Voici une description de certaines des mises à niveau et de certains des changements qu'il serait nécessaire d'apporter si l'on mettait en œuvre la Partie 75, 40 CFR dans les installations canadiennes.

L'un des principaux changements à effectuer consiste à exiger que l'on utilise un SATD en vue de produire des RED. Une des options serait de faire l'acquisition d'un des logiciels commerciaux que prescrit la Partie 75. Les installations canadiennes ont toutefois pour pratique de créer à l'interne leur SSCE et d'établir des logiciels qui leur sont propres. Dans un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange, l'organisme de réglementation vérifiera le bon formatage et l'uniformisation interne de tous les RED, ce qui obligera à comprendre clairement les exigences de la Partie 75, 40 CFR si l'on choisit cette seconde option. Aux États-Unis, seules trois des 2 100 sources visées ont créé leurs propres logiciels, et elles les ont remplacés depuis lors par des solutions commerciales facilement disponibles.

La plupart des systèmes canadiens devront aussi changer les procédures qu'ils emploient au sujet des données manquantes et des biais et ajouter des éléments d'information qu'ils soumettront à un SATD au sujet du fonctionnement des installations de manière à ce que le RED soit complet. Ce sera le cas si l'on achète un logiciel commercial, tel que décrit ci-dessus.

Dans le programme américain, il est obligatoire d'utiliser des dispositifs de surveillance du débit, à part quelques exceptions pour les unités alimentées au gaz ou au mazout. Certaines installations canadiennes se servent de tels dispositifs pour calculer les émissions massiques, mais d'autres se servent de calculs du débit calorifique et de facteurs F, et auront à mettre en place des dispositifs de surveillance du débit.

En outre, les critères relatifs à la VEER, à l'étalonnage et à l'AQ sont plus vastes dans la Partie 75, 40 CFR que dans le rapport SPE 1/PG/7. Les unités canadiennes dotées de dispositifs de surveillance du débit n'auraient pas besoin de matériel additionnel, mais il y aurait d'autres travaux à faire pour respecter les spécifications plus exhaustives en matière de rendement. Il peut s'avérer nécessaire aussi de modifier les logiciels en vue d'y installer des algorithmes permettant d'effectuer les calculs qu'exige l'essai débit-charge.

Par contraste avec les États-Unis, de nombreuses UGE canadiennes ont installé des SSCE *in situ* (de trajectoires et ponctuels). Ces systèmes ne sont peut-être pas conçus pour effectuer des contrôles d'étalonnage quotidiens ou des contrôles trimestriels des gaz comprimés dans le cas des gaz visés par le protocole de l'EPA, conformément à la Partie 75, 40 CFR. Les unités dotées de dispositifs de surveillance des trajectoires auraient de la difficulté à modifier le matériel existant pour répondre à ces exigences. Les installations dotées de dispositifs à sonde qui utilisent un tube rainuré pourraient le remplacer par un tube fritté, qui accepterait les gaz d'étalonnage. Des dispositifs frittés ont été mis en place dans certaines installations canadiennes et l'ont été aussi aux États-Unis en vue de répondre au exigences de la Partie 75, 40 CFR.

Quant aux unités qui quantifient les émissions massiques de SO_2 ou de NO_X à l'aide d'un SSCE (comme les unités alimentées au charbon), la Partie 75, 40 CFR exige que l'on utilise des dispositifs de surveillance du débit dans les cheminées, qui prennent les mesures à l'état humide. Cependant, si le dispositif de surveillance des émissions de SO_2 ou de NO_X effectue les mesures à l'état sec, il est nécessaire d'effectuer des corrections pour tenir compte de la teneur en humidité des gaz de cheminée lors du calcul des émissions. La source doit donc surveiller de façon continue la teneur en humidité, ou se servir d'une valeur par défaut reconnue. La plupart des systèmes de surveillance des gaz qui existent au Canada prennent leurs mesures à l'état humide, mais certains ont recours à une technique d'extraction à l'état sec et frais, ce qui obligerait à effectuer

des corrections pour tenir compte de l'humidité et calculer avec exactitude les émissions massiques de SO_2 ou de NO_x.

La Partie 75, 40 CFR exige que l'on mesure les émissions totales de NO_x, lesquelles comportent à la fois le NO et le NO_2. Au Canada, plusieurs unités ne mesurent que le NO. Ces installations pourraient utiliser un facteur de correction dans le SATD pour tenir compte des différences entre les émissions totales de NOx et de NO, ou entre le SSCE et la méthode d'essai par chimioluminescence qu'exige le système des États-Unis. Si cela ne suffit pas, il est possible de modifier les systèmes existants en ajoutant une voie pour le NO_2.

Les exigences procédurales de la Partie 75, 40 CFR ont donné lieu à la création d'une « culture de la surveillance » aux États-Unis, laquelle est caractérisée par un contrôle de la part de la direction et à des affectations de ressources qui sont supérieurs à ce qui se fait au Canada. Il y a nécessairement un sentiment de responsabilité et un intérêt de la part de la direction d'une entreprise à l'égard du programme de SCE, de même que des capitaux et des fonds de fonctionnement disponibles pour s'assurer que le SSCE est conforme aux dispositions de la Partie 75, 40 CFR. Cet engagement à l'égard du programme de SCE prendrait sans doute forme si le Canada participait à un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange.

D.4.2.3 Perspectives sur les SSCE dans d'autres secteurs industriels au Canada

Bien que le secteur des services d'électricité et celui des chaudières industrielles aient été identifiés au départ comme des candidats de choix pour un programme canado-américain d'échange de droits d'émission, deux autres secteurs — les fonderies de métaux communs et les fours à ciment — sont eux aussi considérés comme d'éventuels participants au Canada. L'industrie des fonderies des métaux communs est la principale source d'émission de SO_2 au Canada. L'industrie canadienne de la fabrication du ciment figure parmi les dix principaux secteurs industriels responsables des émissions de NO_x et de SO_2, et il s'agit aussi d'un secteur dont les émissions peuvent être facilement surveillées au niveau des unités. La mise en œuvre des dispositions de la Partie 75, 40 CFR dans ces secteurs est présentée brièvement ci-après.

Usines de ciment

Au Canada, la plupart des usines de ciment ont mis en place des SSCE. Il s'agit habituellement de dispositifs d'évacuation des gaz d'étalonnage, mais certaines usines sont plutôt dotées de systèmes *in situ*. Des dispositifs de surveillance du débit peuvent être installés ou non, suivant la forme que revêtent les exigences provinciales en matière de déclaration. Si l'on appliquait les exigences de la Partie 75, 40 CFR au secteur de la fabrication de ciment, une mise à niveau du SATD et, peut-être, l'ajout de dispositifs de surveillance du débit permettraient aux usines de se conformer à ces exigences.

Fonderies

Au Canada, on considère que les fonderies, en général, sont dotées de dispositifs qui permettent de mesurer les émissions de SO_2, soit pour la surveillance des procédés utilisés, soit pour la surveillance de l'environnement. Des dispositifs de surveillance du débit peuvent aussi être installés ou non, suivant les exigences de déclaration que comportent les permis. Vu la forte concentration des émissions de SO_2, il est relativement facile de surveiller les émissions de SO_2 à partir des cheminées des fonderies. Les émissions sont habituellement de l'ordre de plusieurs milliers de parties par million, et elles ne sont pas difficiles à mesurer à l'aide de dispositifs d'évacuation des gaz ou de systèmes *in situ*. La mise en œuvre des dispositions de la Partie 75, 40 CFR dans les fonderies canadiennes inclurait l'intégration de dispositifs de surveillance du débit (le cas échéant) et l'ajout

de logiciels qui généreraient un RED similaire à celui que prescrit la Partie 75, 40 CFR. Pour ce qui est des concentrations supérieures, il pourrait s'avérer difficile de mesurer les gaz visés par le protocole dans la plage de concentrations appropriée. Dans certains cas, il serait nécessaire de mettre à niveau les systèmes de surveillance afin qu'ils répondent aux spécifications de rendement de la Partie 75, 40 CFR.

Cependant, les émissions fugitives provenant des fonderies jouent parfois un rôle dans les émissions globales; cela pourrait créer des difficultés de surveillance dans un système d'échange de droits d'émission. Il est donc nécessaire d'obtenir de plus amples renseignements à ce sujet.

D.5 SOMMAIRE

Dans un régime d'échange de droits d'émission, les exigences en matière de surveillance et de déclaration permettent de garantir la valeur des allocations à échanger. L'exactitude est capitale, mais la méthode employée pour surveiller et déclarer les émissions est tout aussi importante. Il est nécessaire d'harmoniser ces exigences entre les États-Unis et le Canada de façon que les allocations échangées entre diverses installations soient considérées comme fongibles dans le cadre d'un régime transfrontalier de plafonnement et d'échange.

Aux États-Unis, les exigences actuellement en vigueur en matière de surveillance continue des émissions (SCE) pour les programmes existants de plafonnement et d'échange (Acid Rain Program et NO_x Budget Trading Program) sont exposées à la Partie 75, 40 CFR. Au Canada, le gouvernement fédéral a établi des lignes directrices, plutôt que des dispositions réglementaires comme c'est le cas aux États-Unis, qui s'appliquent aux systèmes de surveillance continue des émissions de centrales thermiques dans le rapport SPE 1/PG/7, intitulé « Protocoles et spécifications des exigences en matière de performance pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques ».

Bien des différences entre le rapport SPE 1/PG/7 et la Partie 75, 40 CFR sont de nature technique et ont trait aux méthodes employées pour déterminer l'exactitude des données. D'autres différences sont imputables au contexte dans lequel les deux outils de surveillance ont été créés. Le rapport SPE 1/PG/7 ne fait pas mention des exigences précises au sujet de la déclaration et de la vérification des données électroniques, tandis que dans la Partie 75, 40 CFR, ces exigences ont été établies et sont largement utilisées par le secteur public et le secteur privé aux États-Unis.

Avec la Partie 75, 40 CFR, l'EPA a établi une série d'exigences permettant de répondre aux besoins des programmes d'échange de droits d'émission, et qui n'existent pas à l'heure actuelle au Canada. En outre, les États-Unis ont acquis une certaine expérience de la surveillance des émissions et de l'échange de droits d'émission dans le cadre de l'Acid Rain Program, qui a vu le jour en 1995. Cela s'applique au niveau tant gouvernemental qu'étatique ainsi qu'au secteur de la production d'électricité. Pour que les allocations échangées entre les installations les canadiennes et américaines soient équivalentes, il faudrait qu'il y ait un degré élevé d'uniformité entre les systèmes des deux pays au point de vue de l'exactitude, de l'obligation redditionnelle, de la transparence, de la prévisibilité et de la souplesse.

Par ailleurs, les unités participant aux programmes américains de plafonnement et d'échange qui ont déjà mis en place un SSCE en vue de répondre aux exigences des États-Unis sont nettement supérieures en nombre aux unités canadiennes qui pourraient être incluses dans un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange. Si l'on établissait un système transfrontalier de plafonnement et d'échange, il serait donc nécessaire de mettre en œuvre au Canada les exigences de la Partie 75, 40 CFR.

Il est techniquement possible de soumettre les installations canadiennes à des exigences en matière de surveillance des émissions qui se comparent à celles qui sont appliquées aux États-Unis. Une installation canadienne qui se conforme aux prescriptions du rapport SPE 1/PG/7 ne serait pas tenue de remplacer un SSCE au complet, mais aurait seulement à mettre à niveau ou à améliorer le système existant afin d'être conforme aux exigences de la Partie 75, 40 CFR. Cela pourrait nécessiter du matériel informatique additionnel, des logiciels et des procédures d'AQ/CQ de manière à se conformer aux exigences de fonctionnement et de maintenance des dispositions relatives à la surveillance des émissions.

D.6 BIBLIOGRAPHIE

Jahnke, J.A. (2001). « Continuous Emission Monitoring Issues for Cross-Border Emissions Trading – Final Report ». Réf. : STA:ENVC:2904R, 14 décembre 2001. Rapport présenté à Environnement Canada.

Jahnke, J.A. (2004). « Emission Trading Status of Continuous Emission Monitoring (CEM) Systems in Canada – Final Report » Réf. : STA:ENVC:5155, 25 mai 2004. Rapport présenté à Environnement Canada.

CHAPITRE E
UTILISATION DES DROITS D'ÉMISSION

Les droits sont les unités échangeables d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Ces droits, émis par un organisme de réglementation, équivalent à une autorisation d'émettre une quantité déterminée d'un polluant particulier. En d'autres mots, il faut être titulaire de droits pour émettre une certaine quantité d'un gaz réglementé (comme les oxydes d'azote (NO_x) ou le dioxyde de soufre (SO_2)) qui est produit par des activités elles-mêmes réglementées. À la fin de chaque période de rapprochement, ou de conciliation, qui fait suite à un exercice réglementaire, les sources enregistrées doivent chacune remettre au gouvernement (ou celui-ci doit les déduire) le nombre requis de droits pour compenser leurs propres émissions au cours de l'exercice réglementaire considéré.

Les droits constituent des biens qui ont une valeur économique. Puisqu'ils sont négociables, leur valeur est déterminée par le marché. Ainsi, le prix de ces droits apporte d'utiles renseignements aux entités réglementées lorsqu'elles mettent au point leurs stratégies de respect de la réglementation. Les émetteurs sont en mesure de comparer leurs frais de réduction des émissions aux frais prévus pour l'achat des droits, donc de choisir la formule la plus rentable pour se conformer aux exigences relatives aux émissions.

Afin de simplifier la conception et le fonctionnement d'un tel programme, d'abaisser le coût des transactions et d'accroître l'efficacité du programme sur le plan économique, les droits devraient être fongibles — c.-à.-d. que tous les droits attribués pour un programme donné devraient être interchangeables. On va dans le sens de la simplicité en évitant de créer différentes classes de droits possédant des attributs différents.

Le présent chapitre explique ce que sont les droits ainsi que leur utilisation dans le cadre d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. On y aborde notamment la question de la souplesse juridictionnelle, par exemple en ce qui regarde les méthodes d'attribution des droits. Il est question aussi de la numérotation des droits, de leur attribution et de l'échéancier d'attribution, de mise en réserve, ainsi que d'autres aspects de l'utilisation des droits d'émission. Ce chapitre porte également sur l'expérience acquise au quotidien avec les programmes américains de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

E.1 UNITÉS DE MESURE

Les droits d'émission sont définis par la quantité d'émissions qu'ils permettent. À l'heure actuelle, par exemple, dans le cadre du programme américain de lutte contre les pluies acides, un droit équivaut à une tonne de SO_2. Si l'on pense à un régime transfrontalier d'échange de droits, le recours à une unité de mesure commune aux deux pays serait plus simple que de devoir procéder à des échanges avec deux types différents de « biens » qui auraient une valeur différente, soit une valeur pour les droits canadiens et une valeur pour les droits américains. En outre, l'emploi d'unités de mesure différentes compliquerait le régime de respect de la réglementation et nécessiterait le recours à des facteurs de conversion pour permettre la comparaison du nombre de droits présentés au regard des émissions produites.

E.2 NUMÉROTATION DES DROITS

De manière à en simplifier le suivi, de leur création jusqu'à leur utilisation, les droits d'émission peuvent être numérotés (c.-à-d. qu'on leur attribue un numéro de série ou un code unique). Cette numérotation offre de nombreux avantages. Par exemple, cela simplifie la tenue des dossiers, ce qui permettrait aux titulaires de droits d'assurer le suivi des coûts

d'obtention de droits (à des fins fiscales, par exemple). Le suivi apporte aussi plus de transparence et une protection contre les divergences au niveau de la gestion comptable. Enfin, grâce au régime de suivi des droits (*allowance tracking system* – ATS), la numérotation des droits offre le moyen d'étudier les profils d'échange et la circulation des droits avec le temps. Cela pourrait servir à l'examen des incidences du programme d'échange. À tout le moins, les droits doivent être identifiés par exercice réglementaire (c.-à.-d. la période de conformité pendant laquelle les droits ont été émis) afin de vérifier à quel moment l'utilisation des droits aux fins du respect de la réglementation est autorisée.

E.3 ATTRIBUTION DES DROITS

Au moment de la conception d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits, l'attribution des droits peut devenir l'un des enjeux les plus litigieux qui soient sur le plan politique. Les décisions concernant cette attribution ont des incidences d'ordre économique et politique et soulèvent des questions d'équité. Puisqu'un tel programme crée de nouveaux biens ayant une valeur économique, les participants qui recevraient gratuitement des droits par un mécanisme d'attribution se trouveraient à s'approprier la valeur économique de ces biens. Par une mise aux enchères, l'organisme qui procéderait de cette façon (gouvernement ou organisme responsable) s'approprierait la valeur de ces biens.

Le choix de la méthode d'attribution des droits constitue la première décision à prendre. Les droits peuvent être attribués par la mise aux enchères ou imposés ou encore être attribués par une combinaison de ces méthodes. Jusqu'à maintenant, la plupart des programmes américains de plafonnement des émissions et d'échange de droits ont opté pour un régime d'attribution imposée de la majorité des droits. Dans certains cas, on a mis en place un régime accessoire d'attribution par mise aux enchères afin de s'assurer d'une certaine liquidité des droits et de simplifier l'arrivée de nouvelles entités réglementées. L'expérience acquise avec le programme américain de lutte contre les pluies acides montre qu'il n'est pas nécessaire de mettre en place un régime de mise aux enchères pour s'assurer d'une certaine liquidité, du fait que le marché des droits fonctionne bien.

D'une manière générale, on peut dire que l'attribution des droits a peu d'effets sur le rapport coût-efficacité ou sur l'intégrité environnementale d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits. Il s'ensuit que, dans le cadre d'un tel programme binational, la méthode d'attribution des droits peut différer d'un côté de la frontière à l'autre. Dans la mesure où le plafond est respecté, l'application de la méthode d'attribution des droits pourrait être élargie de manière à faire place aux gouvernements provinciaux ou étatiques.

Cependant, comme elle a des répercussions sur l'étalement du fardeau que constitue le coût total de la réduction des émissions, l'attribution des droits est un élément déterminant dans la conception du régime d'échange de droits. Elle est particulièrement importante parce qu'elle façonne la perception de l'équité de l'ensemble du régime, donc elle contribue à définir son acceptabilité sur le plan politique. Il n'existe pas de définition unique de l'équité. Certains penseront que l'attribution imposée de droits n'est pas conforme au principe du « pollueur-payeur ». D'autres pourront juger qu'il n'est pas approprié d'exiger des sources émettrices qu'elles paient pour leurs émissions en plus d'assumer les coûts de réduction, alors que l'objectif environnemental recherché est de réduire plutôt que d'éliminer les émissions.

Peu importe la méthode d'attribution retenue, il demeure possible de mettre en réserve un certain nombre de droits. La partie mise de côté (voir la section E.9) peut servir à l'attribution de droits à de nouvelles sources ou à créer des incitatifs ou encore des mécanismes d'indemnisation pour certains types de

comportement (on pense, par exemple, à des réductions accélérées, à des mesures d'efficacité énergétique ou à la production d'énergie renouvelable).

E.3.1 Mise aux enchères

La mise aux enchères est une méthode parmi d'autres pour attribuer les droits d'émission. Selon cette approche, les sources enregistrées doivent miser aux enchères pour se procurer le nombre de droits qu'elles souhaitent détenir. En général, les plus hauts soumissionnaires obtiennent leurs droits au prix qu'ils ont indiqué ou au prix de liquidation. Cette méthode comporte de nombreux avantages, dont l'internalisation du coût environnemental initial des émissions atmosphériques par l'industrie. Ainsi, 1) la mise aux enchères procure des revenus qu'on peut porter en déduction des dépenses administratives ou redistribuer aux groupes concernés; 2) la mise aux enchères permet aux organismes de réglementation de tirer des « profits exceptionnels » qui autrement pourraient être touchés par les sources enregistrées si l'approche de l'attribution imposée était appliquée; 3) la mise aux enchères permet de contourner certains enjeux politiques litigieux liés au choix des méthodes d'attribution (bien que la formule des enchères puisse en soulever d'autres, comme l'utilisation du produit des enchères); 4) les offres retenues procurent au marché un référentiel de prix qui aide les sources enregistrées à préparer des stratégies de respect de la réglementation à coût réduit et qui sont efficaces sur le plan de l'environnement; enfin, 5) la mise aux enchères établit l'égalité des chances pour les nouvelles sources d'émission.

On peut procéder à la mise aux enchères d'une partie seulement des droits d'émission, le reste pouvant être imposé par une méthode ou par une autre. Des analystes ont proposé de commencer par un régime d'attribution imposé et de passer ultérieurement à un régime de mise aux enchères. Avec le temps, cela permettrait d'internaliser davantage les coûts et peut-être d'atténuer l'opposition politique suscitée par les sources d'émission qui s'inquiètent du coût des droits.

E.3.2 Attribution imposée

Malgré les avantages de la mise aux enchères, les trois principaux systèmes d'échange américains reposent sur la méthode d'attribution imposée.

Il faut tenir compte d'au moins deux facteurs importants lorsqu'on élabore une approche basée sur l'attribution imposée de droits : la période de référence et les paramètres. La première correspond à l'exercice ou aux exercices correspondant eux-mêmes à un ensemble de données antérieures (ou prévues) servant au calcul de l'attribution des droits. Une distinction importante doit être faite entre les périodes de référence définitives et les périodes de référence variables. Une « période de référence définitive » donne lieu à l'attribution invariable et perpétuelle de droits, même s'il est possible d'intégrer des changements spécifiés à l'avance, comme les mêmes réductions imposées chaque année. L'autre possibilité est une « période de référence mise à jour », selon laquelle les changements apportés varient avec le temps, en fonction des activités des sources enregistrées (p. ex., production accrue en proportion de la production totale). Bref, une période de référence définitive conduit à l'établissement d'une formule de répartition invariable des droits, alors qu'une période de référence mise à jour permet la redistribution des droits.

Ces périodes de référence définites et mises à jour diffèrent par les incitatifs qu'elles mettent en place. En général, lorsque le régime est en place, les périodes de référence définitives n'influent pas sur les décisions prises par les sources enregistrées. En principe, les périodes de référence mises à jour influent sur les décisions des exploitants des sources enregistrées. Du fait que le nombre de droits émis varie périodiquement avec les périodes de référence mises à jour, certaines sources peuvent être

encouragées à intensifier l'activité qui leur apportera des droits additionnels. Cependant, cet effet est modulé par la demande du produit, le coût de l'activité et la valeur des droits.

Les paramètres (ou renseignements métrologiques) sont le type de données appliquées au calcul des droits attribués. Il peut s'agir notamment du type de combustible ou de l'apport calorifique, de la production ou des émissions, mesurés antérieurement. Le choix d'un paramètre au lieu d'un autre modifie chaque fois le tableau des « gagnants » et des « perdants ».

L'attribution imposée de droits d'émission pourrait se fonder sur n'importe lequel de ces paramètres. L'attribution pourrait porter sur différents paramètres à différents paliers s'il s'agissait d'une attribution en plusieurs étapes (p. ex., un organisme national attribue des droits à des organismes provinciaux ou étatiques, et ces derniers les attribuent à des sources).

E.3.2.1 Intrants

Le type de combustible ou l'apport calorifique est à la base d'une des approches fondées sur les paramètres. Pour établir les attributions, on multiplie la valeur de consommation de combustible ou de l'apport calorifique par un facteur métrologique décrivant la performance des émissions (p. ex., les émissions par unité de mesure de l'apport en combustible). Lorsqu'un facteur métrologique unique est appliqué à la performance de toutes les sources, tout paramètre décrivant les apports joue en faveur des sources enregistrées qui sont moins polluantes par définition (comme les unités alimentées au gaz naturel), qui ont installé un dispositif antipollution ou qui ont entrepris tôt de réduire leurs émissions, puisque le taux de rejet de ces sources pourrait se situer sous le plafond associé au facteur métrologique. C'est une approche susceptible de conduire à de bons résultats lorsque les sources d'émission présentent une gamme d'« extrants » ou qu'elles touchent à plusieurs secteurs industriels (p. ex., unités génératrices d'électricité, fours à ciment et usines de pâtes et papiers).

E.3.2.2 Extrants

Les extrants sont à la base d'une autre approche fondée sur les paramètres. Pour établir les attributions, on multiplie la valeur de la production par un facteur métrologique décrivant la performance des émissions (p. ex., les émissions par unité d'électricité produite). Lorsqu'un facteur métrologique unique est appliqué à toutes les sources, tout paramètre décrivant les extrants joue en faveur des sources enregistrées qui sont moins polluantes par définition, qui exploitent leurs installations de manière efficace, qui installent un dispositif antipollution ou qui ont entrepris tôt de réduire leurs émissions. Cette approche pourrait se révéler efficace lorsque les sources et(ou) les industries produisent un extrant homogène (p. ex., de l'électricité). Si l'extrant est hétérogène, l'organisme responsable de l'attribution des droits doit le convertir en une unité uniforme ou encore appliquer des facteurs métrologiques décrivant la performance des émissions, qui sont propres à chaque extrant.

E.3.2.3 Émissions

Les émissions sont à la base de la dernière approche fondée sur les paramètres. Pour établir les attributions, on tient compte de la proportion des émissions totales relativement à chacune des sources enregistrées. Cette approche joue en faveur des sources qui produisent le plus d'émissions et qui sont les moins efficaces. En outre, elle pénalise celles qui exploitent leurs installations de manière efficace, qui installent un dispositif antipollution ou qui ont entrepris tôt de réduire leurs émissions, puisqu'elles produisent moins d'émissions. Lorsqu'ils sont combinés à une approche utilisant une période de référence mise à jour, les paramètres fondés sur les émissions n'incitent vraisemblablement pas à réduire les émissions.

E.3.2.4 Autres points à considérer

Il faut tenir compte de plusieurs autres choses si l'on entend procéder à l'attribution imposée des droits. On pense notamment à ce qui suit :

- Période de référence : Au regard de l'attribution de droits, la période choisie pourrait être une période antérieure, la période actuelle ou une période à venir. L'importance relative de la période de référence s'accroît en fonction de la durée de la période d'attribution. L'attribution de droits en fonction de périodes antérieures de référence est intéressante pour les sources importantes qui fonctionnent le plus souvent à la quasi-capacité ou qui obtiennent une bonne part de la valeur prise par le paramètre, parce qu'elles sont assurées d'obtenir une partie assez importante des droits d'émission.
- Fréquence de mise à jour : Lorsqu'une approche fondée sur une période de référence mise à jour est employée, la durée de l'intervalle entre les dates d'attribution peut moduler l'influence de la mise à jour sur les comportements futurs. Supposons que la mise à jour soit annuelle et qu'elle soit fondée sur les extrants : en principe, cela pourrait constituer une forte incitation à intensifier la production d'extrants de manière à ce que les sources touchent davantage de droits. Cependant, lorsque la période de référence est plus étendue (p. ex., 10 ans), cet effet est considérablement atténué. Par ailleurs, l'attribution définitive de droits ne procure aucun incitatif de cet ordre, du fait que les changements de comportement n'ont aucun effet sur l'attribution de futurs droits.
- Échéancier d'attribution : Les droits peuvent être attribués aux sources d'émission avant l'exercice pour lequel ils ont été attribués (c.-à-d. l'exercice réglementaire qui correspond aux droits attribués). Le fait d'attribuer des droits de manière anticipée apporte des liquidités au marché d'échange car les sources et les autres participants peuvent ainsi échanger des droits sur le marché au comptant en vue de leur utilisation ultérieure. Cette façon de procéder aide également les sources d'émission à préparer et à mettre en œuvre des stratégies de conformité avant un exercice réglementaire (p. ex., une source qui installe un dispositif de réduction des émissions peut vendre les droits futurs qu'elle se trouverait alors à avoir en excédent pour financer en partie le coût des mesures antipollution appliquées).
- Maintien du plafond : Après avoir choisi une période de référence et un paramètre, le total des droits attribués doit être comparé au plafond des émissions voulu. Il est possible d'appliquer une grille de correction du nombre de droits (une formule permettant d'ajuster le nombre de droits attribués selon une échelle de proportionnalité) lorsqu'un nombre trop élevé ou trop bas de droits a été attribué. De la sorte, le nombre total de droits attribués correspondra au nombre de droits prévus pour le plafond. On s'assure ainsi de ne pas relever le plafond à cause du mécanisme d'attribution des droits.
- Intégration de nouvelles sources : Les nouveaux adhérents à un programme doivent se procurer des droits pour y participer. Dans certains régimes d'attribution assortis de périodes de référence mises à jour, les nouvelles sources d'émission peuvent recevoir des droits d'émission. Lorsque le régime d'attribution est définitif, les nouvelles sources devront peut-être se procurer ces droits sur le marché. On pourrait aussi créer une réserve pour les nouveaux adhérents qui contiendrait un pourcentage déterminé des droits prévus à l'intérieur du plafond, de manière à couvrir toute augmentation du nombre de nouvelles sources.

De nombreux analystes soulignent que la théorie économique et que l'expérience sur le terrain pointent vers l'inexistence de tout obstacle sur le plan concurrentiel qui se

dresserait sur le chemin des nouvelles sources dépourvues de droits attribués directement dans le cadre des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Ces analystes font valoir que les sources d'émission qui reçoivent directement des droits d'émission encourent les mêmes « coûts de substitution » marginaux par tonne émise que le coût marginal payé par le nouvel adhérent. Le fait que les nouvelles centrales électriques participant au programme américain de lutte contre les pluies acides concernant le SO_2 (et qui doivent se procurer tous leurs droits d'émission sur le marché) ne semblent éprouver aucun problème d'intégration apporte une confirmation de ce point de vue. Un nombre élevé de nouvelles unités est venu s'y ajouter, même des unités alimentées au charbon qui ne reçoivent pas directement de droits d'émission.

E.4 ÉCHÉANCIER DE L'ATTRIBUTION DE DROITS

Afin que les sources visées puissent préparer leurs stratégies de conformité avec toute l'assurance voulue, il faut que les règles d'attribution des droits d'émission soient dûment rédigées, et connues des exploitants, des sources visées, avant le début de l'exercice réglementaire, de préférence plusieurs années avant.

E.5 MISE EN RÉSERVE

Ordinairement, les droits d'émission sont attribués en vue de leur utilisation à l'intérieur d'un exercice réglementaire donné. L'année d'utilisation prévue qui est assortie à ces droits définit l'exercice au cours duquel les droits sont utilisables. Les droits non utilisés peuvent devenir périmés (être annulés) ou être mis en réserve jusqu'à leur utilisation au cours d'un exercice ultérieur. La mise en réserve contribue à la stabilisation des prix et à l'utilisation moindre des droits (c'est-à-dire qu'il y a réduction des émissions) vers la fin des exercices réglementaires. Le fait d'offrir aux sources enregistrées la possibilité de mettre des droits en réserve confère de la souplesse au régime, les incite à procéder tôt à des réductions des émissions, peut abaisser les coûts de conformité et, en fin de compte, peut accroître le soutien politique et économique du programme.

Les gains les plus notables, sur le plan de l'environnement, de la mise en réserve de droits d'émission sont la réduction accélérée des émissions. Lorsqu'elle abaisse ses émissions en deçà du plafond qui lui est imposé dès les premières années du programme, une source enregistrée peut mettre en réserve ses droits excédentaires en vue de leur utilisation à une date ultérieure. Toutefois, cela pourrait retarder la réalisation d'objectifs environnementaux globaux lorsque les droits mis en réserve seront utilisés. Comme la mise en réserve ne retarde pas l'obtention des réductions accumulées, ce compromis n'est pas à l'origine de préoccupations environnementales liées à des problèmes tels que les dépôts acides, dans les cas où le problème environnemental est causé par l'accumulation totale d'un polluant dans l'atmosphère. Si la relation entre les émissions et les dégâts environnementaux est linéaire, les avantages environnementaux d'une réduction accélérée des émissions afin de mettre des droits d'émission en réserve devraient contrebalancer le coût environnemental de l'utilisation des droits mis en réserve. Le cas échéant, la mise en réserve serait, dans le pire des cas, sans effet sur le plan environnemental.

Il serait en outre possible de limiter la mise en réserve de droits (ou leur utilisation) lorsque la relation entre les émissions et les dégâts environnementaux n'est pas linéaire. Cela permettrait d'éviter d'importants dégâts causés à l'environnement lorsque les émissions dépassent largement le plafond normal par suite de l'utilisation d'un nombre trop élevé de droits d'émission. Quant aux problèmes associés à l'ozone troposphérique, où de courts épisodes d'intenses émissions s'avèrent préoccupants, les avantages de la mise en réserve de droits doivent être considérés en regard des effets possibles.

Toutefois, l'expérience américaine montre que les limites quant à l'utilisation de droits mis en réserve compliquent souvent l'application des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission, ou même l'entravent, sans apporter d'avantages apparents.

E.6 EMPRUNTS

Réaliser un emprunt serait d'utiliser, pour un exercice réglementaire en vigueur, des droits d'émission qui devraient être attribués pour un exercice ultérieur. Mais comme un emprunt pourrait facilement miner la crédibilité du régime d'échange de droits, il n'a jamais été permis dans les systèmes américains.

E.7 DROITS DE PROPRIÉTÉ

Il importe de déterminer, lors de la conception des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits, si l'attribution des droits d'émission confère un droit de propriété aux titulaires de ces droits. Si l'attribution de ces droits équivalait à accorder un droit de propriété, cela pourrait restreindre la capacité du gouvernement d'ajuster le plafond des émissions ou d'apporter les éventuelles modifications nécessaires au programme. Les droits d'émission devraient rester analogues à d'autres types d'autorisations accordées par le gouvernement, comme les licences de radiodiffusion ou les permis de pêche. De la sorte, l'organisme de réglementation détient le pouvoir de modifier ou de révoquer ces droits et il évite certaines revendications des entreprises réglementées qui, autrement, feraient valoir que les droits d'émission ne peuvent leur être retirés sans dédommagement ou qu'elles détiennent un droit sur les attributions éventuelles de droits d'émission. Les programmes en place de plafonnement des émissions et d'échange de droits interdisent expressément l'octroi de tout droit de propriété sur leurs droits d'émission. En ce qui concerne, par exemple, le programme américain d'échange de droits d'émission de SO_2, on peut lire (par. 403f) du Titre IV du *Clean Air Act*) que... :

« f)...Nature des droits. – Un droit attribué en vertu de ce titre constitue une autorisation limitée de rejeter du dioxyde de soufre conformément aux dispositions de ce titre. Ce droit ne constitue en aucune manière un droit de propriété. Rien dans ce titre ni dans aucune autre disposition de la loi ne peut être interprété dans le sens d'une restriction du pouvoir des États-Unis de limiter cette autorisation ou d'y mettre un terme. »

Le gouvernement peut limiter le nombre d'autorisations d'émission ou y mettre un terme. En agissant de la sorte, il se réserve le droit de modifier, de révoquer ou de réattribuer des permis d'émission. Il est essentiel que le gouvernement conserve son pouvoir de réattribution des droits s'il entend abaisser le plafond des émissions à une date ultérieure. Toutefois, lorsqu'il exerce son pouvoir de limiter le nombre d'autorisations d'émission ou d'y mettre un terme, il importe que le gouvernement prenne en considération l'incidence possible d'une telle action sur la décision par les sources d'adhérer à un régime d'échange de droits, au regard des décisions à prendre sur le plan des investissements et de la conformité à la réglementation. Par exemple, au moment de remplacer des autorisations en vigueur par de nouvelles, il peut se révéler souhaitable d'accorder un crédit, sous une forme ou sous une autre, aux sources détentrices d'autorisations.

E.8 TRANSPARENCE

Les responsables des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission peuvent se gagner la confiance publique en fournissant des données et des renseignements de manière transparente, pour établir avec quelle efficacité un programme est appliqué et de manière à montrer que tous les droits d'émission sont utilisés à bon escient. La transparence peut aussi rendre le marché plus efficace et abaisser le coût des transactions en permettant aux participants de connaître les acheteurs et les vendeurs éventuels. Il est à noter toutefois que la véritable transparence est axée

sur la communication des renseignements d'une manière utile et vraisemblablement révélatrice.

La transparence complète, avec l'accès du public aux renseignements tels que le nombre de droits attribués aux entités visées et celui des droits mis en réserve dans chaque compte, constitue l'un des éléments essentiels du maintien de l'intégrité environnementale des régimes de plafonnement des émissions et d'échange de droits. Et comme l'utilisation des droits d'émission serait du domaine public, la transparence complète pourrait également s'ajouter aux mesures d'incitation et encourager les comportements favorables à l'environnement. Aux É.-U., l'*U.S. Environmental Protection Agency* (EPA) ne transmet pas de renseignements sur les prix (sauf en cas de mise aux enchères). Non seulement cela n'est pas nécessaire, mais ces renseignements sur les prix risqueraient de porter à confusion et seraient peu utiles, compte tenu de la grande variété de circonstances entourant des transactions portant sur les droits d'émission (penser aux transactions en vue d'un usage ultérieur ou à celles combinant les droits à d'autres produits comme le combustible). (Se reporter à la section F.4.2 pour un examen de la question des prix.)

E.9 MISES DE CÔTÉ

La mise de côté contribue à l'attribution des droits d'émission et permet de conserver un certain nombre de droits attribuables, en fonction du plafond fixé, à des fins précises. Il peut s'agir d'un nombre déterminé de droits ou d'un pourcentage du nombre total de droits attribuables.

Les droits mis de côté peuvent être attribués à différentes fins, que ce soit comme incitation au recours à certaines technologies, dans le cadre de programmes de rendement énergétique ou d'énergie renouvelable, comme moyen de rétablir l'équité ou pour constituer une réserve à l'intention de nouveaux participants.

En outre, il importe d'envisager le traitement réservé aux droits mis de côté qui ne seraient pas utilisés s'ils n'étaient pas distribués. On peut les annuler, les conserver en vue de leur utilisation éventuelle, ou les distribuer aux sources par un mécanisme d'attribution ou un autre, par exemple par mise aux enchères. Leur annulation a pour effet de diminuer le nombre d'émissions attribuables (correspondant au plafond), donc de conduire à un accroissement des coûts de conformité. Leur conservation en vue de leur utilisation ultérieure peut apporter de la souplesse au régime, mais elle réduit le nombre de droits disponibles dans l'immédiat, et cela peut aussi entraîner des coûts de conformité plus élevés dans l'immédiat. Leur distribution par un mécanisme d'attribution comme la mise aux enchères constitue peut-être l'approche la plus courante et la plus rentable.

Les droits mis de côté doivent être prélevés sur les droits attribuables, de manière à ce que les nouvelles attributions ne viennent pas relever le plafond établi et miner les efforts pour atteindre les objectifs environnementaux. Lorsqu'on procède par mise de côté, il faut établir à l'avance les règles d'attribution de ces droits ainsi que le volume de droits mis de côté.

En ce qui a trait à la méthode de répartition des droits, il n'est pas nécessaire que le traitement des droits mis de côté soit le même des deux côtés de la frontière dans la mesure où les mises de côté dans les deux pays respectent le plafond total (c.-à-d. que les droits mis de côté doivent provenir du lot de droits correspondant au plafond fixé).

E.10 GESTION COMPTABLE DES DROITS D'ÉMISSION

On détermine si les objectifs des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission sont respectés en comparant les émissions totales au nombre de droits d'émission détenus. Il est donc essentiel que les données sur les émissions et sur les droits détenus soient le plus précises possible. Pour détenir des renseignements précis sur les droits, il est très important de mettre sur pied un processus de suivi de chacun des droits, de sa création à sa rétrocession.

La gestion comptable des droits d'émission suppose l'élaboration de méthodes et de systèmes de gestion de l'information couvrant la création, le transfert, l'utilisation à des fins réglementaires et la rétrocession des droits. Les méthodes doivent définir les rôles et les responsabilités de chaque partie aux transactions (acheteur, vendeur et organisme administratif), l'information requise pour le traitement des transactions, les délais de traitement et la façon de confirmer les transactions.

E.11 INCIDENCES FISCALES

Lorsque des droits sont achetés sur le marché des échanges, les acquéreurs encourent des dépenses. Les vendeurs tirent des revenus de ces transactions. Lorsque des participants touchent des profits ou subissent des pertes lors de la vente de droits d'émission, les recettes pourraient être assujetties aux lois sur l'impôt. En outre, l'utilisation de droits achetés (qui comportent un coût d'acquisition) à des fins de respect de la réglementation peut avoir des incidences fiscales du fait que le coût des droits peut être considéré comme l'équivalent de frais en vue de la conformité environnementale.

E.12 EXPÉRIENCE AMÉRICAINE DE L'UTILISATION DES DROITS D'ÉMISSION

Les amendements de 1990 du *Clean Air Act* définissent un droit d'émission pour le programme américain de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 comme un droit d'émettre une tonne de SO_2. Cette loi stipule également que l'attribution de ces droits ne constitue pas un octroi de droits de propriété, mais qu'il s'agit plutôt d'une autorisation révocable d'émission de SO_2. À une date ultérieure, si de nouveaux renseignements d'ordre scientifique sont dévoilés ou s'il se produit un glissement des préférences sur le plan social, ces droits peuvent être révoqués ou escomptés en vue de passer à un plafond abaissé. Aux É.-U., les droits d'émission en réserve du programme d'échange de droits d'émission de NO_x peuvent être escomptés de manière à limiter l'importance d'épisodes d'ozone susceptibles de se produire si les sources utilisent un trop grand nombre de droits mis en réserve. Le tableau E-1 donne un aperçu de l'utilisation des droits d'émission dans le cadre des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 et de NO_x.

E.12.1 Numérotation des droits d'émission

Tous les droits émis dans le cadre de ces deux programmes portent un numéro de série distinct. Ce chiffre indique également le premier exercice réglementaire pour lequel les droits en question peuvent être utilisés, en plus de huit chiffres d'identification.

La numérotation des droits aide les participants à savoir plus facilement le prix nominal de chaque droit. Cela est utile pour des raisons fiscales. Les numéros de série aident l'EPA et le public car ils permettent de vérifier la manière dont les droits sont utilisés, de même que la structure des échanges et l'efficacité des programmes.

E.12.2 Mise en réserve des droits d'émission

Le programme américain de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 permet la mise en réserve des droits sans aucune restriction. Cela a bien servi l'amélioration de la qualité de l'environnement en plus d'abaisser le coût du respect de la réglementation. Malgré cette mise en réserve possible sans restriction dans le cadre du programme concernant les émissions de SO_2, peu importe le nombre de droits qu'elle détient, une source participante ne peut en aucun cas dépasser la limite propre à la source qui est mentionnée dans le permis d'exploitation d'une installation ou dans d'autres dispositions relatives à la protection de la santé publique.

Tableau E-1 Aperçu de l'utilisation des droits d'émission — programmes américains relatifs aux émissions de SO_2 et de NO_x

	Programme de lutte contre les pluies acides (SO_2)	Programme d'échange de droits d'émission de NO_x
Définition	Autorisation d'émission. Pas un droit de propriété.	Autorisation d'émission. Pas un droit de propriété.
Numérotation	Oui, par exercice réglementaire + numéro individuel. Mise en réserve par blocs.	Oui, par exercice réglementaire + numéro individuel. Mise en réserve par blocs.
Mise en réserve	Illimitée.	Droits actualisés si la réserve totale dépasse 10 % de l'attribution initiale.
Répartition – Mise aux enchères	2,8 % des droits correspondant au plafond sont mis aux enchères tous les ans.	Aucune.
Répartition – Attribution	Paramètre : (apport calorifique) × (1,2 lb SO_2/million Btu [1]) Période de référence : moyenne des années 1985 – 1987 (définitive)	La démarche adoptée pour les attributions est décidée par les États.
Incidences fiscales	Les profits (et les pertes) liés à l'échange des droits sont assujettis à l'impôt sur les gains en capital. Les droits achetés en vue du respect de la réglementation sont réputés être un coût subi en vue de la conformité environnementale, ce qui est assorti d'incidences fiscales.	Les profits (et les pertes) liés à l'échange des droits sont assujettis à l'impôt sur les gains en capital. Les droits achetés en vue du respect de la réglementation sont réputés être un coût subi en vue de la conformité environnementale, ce qui est assorti d'incidences fiscales.
Nouvelles sources	Achat de droits sur le marché.	À la discrétion des États.
Mises de côté	Nombre limité pour les projets d'économie d'énergie et d'énergie renouvelable avant 1995 (élimination progressive).	À la discrétion des États.
Surveillance gouvernementale	La surveillance du marché est limitée.	La surveillance du marché est limitée.

En vertu du programme américain d'échange de droits d'émission de NO_x, les sources enregistrées peuvent mettre en réserve les droits non utilisés. Cependant, lorsque le nombre total de droits mis en réserve dépasse le plafond de 10 %, les droits mis en réserve sont escomptés. Cette opération est ce qu'on appelle la réglementation progressive des flux. Le taux d'escompte est déterminé à l'échelle régionale et il est appliqué aux droits au moment de leur utilisation aux fins du respect de la réglementation. Le taux est calculé en multipliant le plafond par 10 % et en divisant le résultat par le nombre de droits mis en réserve. Il indique le nombre de droits utilisables à leur pleine valeur alors que le reste est escompté de 50 % (c.-à-d. qu'il faut 2 droits par tonne de NO_x rejetés). Par exemple, si le plafond correspond à 500 000 droits et que 75 000 droits sont mis en réserve, la

[1] 1 Btu équivaut à environ 1,06 kJ

réglementation progressive des flux doit jouer puisque le total des droits en réserve dépasse 10 % des droits correspondant au plafond. Le taux serait de 0,67 ((500 000 × 10 %) / 75 000). En reprenant cet exemple, on voit que 67 % des droits mis en réserve pour la source en question auraient pleine valeur alors que les 33 % restants seraient escomptés de manière à ce que deux droits soient requis par tonne de NO_X rejetés.

E.12.3 Attribution des droits d'émission

L'EPA attribue directement aux sources enregistrées la majeure partie des droits prévus dans le cadre du programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 selon une méthode d'attribution imposée des droits d'émission. En outre, l'EPA procède chaque année à une mise aux enchères. À cette occasion, 2,8 % du total des droits est vendu aux intéressés. En vertu du programme américain d'échange de droits d'émission de NO_X, les droits d'émission sont attribués aux États qui, à leur tour, les répartissent entre les sources visées sur leur territoire. Un État peut mettre des droits de côté pour des programmes spéciaux, par exemple des projets d'économie d'énergie.

E.12.3.1 Attributions

Le paramètre utilisé pour l'attribution de droits d'émission de SO_2 est l'apport calorifique. Il a été retenu parce qu'il existait des données à ce sujet et qu'il ne pénalise pas les sources qui sont intervenues tôt pour réduire leurs rejets. La période de référence est constituée des données sur les apports calorifiques de 1985 à 1987. Cette moyenne de 3 ans est appliquée parce que les données d'une seule année peuvent ne pas refléter de manière exacte les conditions normales d'exploitation de toute source donnée. Par exemple, il se peut qu'une unité ait été hors service le temps de son entretien ou encore que les conditions météo aient été à l'origine d'une hausse de la demande de chauffage et(ou) d'électricité.

Les attributions de droits pour le SO_2 ont été calculées par la multiplication de la moyenne sur trois ans (1985-1987) de l'apport calorifique de chacune des sources enregistrées, par un facteur d'efficacité de 1,2 lb de SO_2 par million de Btu (British thermal unit) ou, s'il était déjà inférieur à cette valeur, par le facteur mesuré d'efficacité de la source.

De nombreuses dispositions spéciales ont été prévues pour tenir compte de circonstances particulières et pour régler certains problèmes d'équité soulevés par certains États. Par exemple, certains États qui avaient déjà réduit leurs émissions dans le secteur des services d'électricité jusqu'à bien en deçà de la moyenne nationale, se sont vu attribuer des droits en supplément. De même, un État dont la population s'est accrue rapidement au cours des années 1980 a obtenu des droits d'émission supplémentaires pour ses services d'électricité, de manière à compenser cette croissance. Dans tous les cas, ces aménagements ont été réalisés sans hausser le plafond des émissions. Le *Clean Air Act* stipulait que, si le calcul des attributions donnait un chiffre supérieur au nombre de droits d'émission correspondant au plafond, le nombre de droits attribués à chaque source devait être réduit d'un même pourcentage de manière à respecter le plafond. Bref, l'attribution de droits additionnels à certaines sources enregistrées a été compensée par une réduction du nombre de droits accordés à d'autres sources.

L'attribution de droits d'émission de SO_2 est conférée à perpétuité aux sources. Si l'une d'elles cesse ses opérations ou procède à une fermeture, les propriétaires de la source peuvent décider de transférer tous les futurs droits à une autre source, mais l'EPA ne révoque pas cette attribution. Cette mesure a été prise seulement pour dissuader les propriétaires qui exploitent des installations plus anciennes et inefficaces d'obtenir des droits.

Au commencement du programme, l'EPA a attribué des droits d'émission pour 30 ans à chacune des sources enregistrées. Au début de chaque année, elle attribue des droits pour une

année, mais trente ans à l'avance. Par exemple, en 2005, elle attribuera des droits d'émission pour l'exercice 2034. Le fait d'attribuer des droits d'émission à très longue échéance procure aux sources visées ainsi qu'à ceux qui participent à ce marché une certaine certitude quant à la disponibilité des droits [2]; cependant, ces dispositions sont susceptibles de compliquer l'adoption de futurs changements au plafond des émissions, du fait que les droits d'émission ont déjà été attribués jusqu'à une date très avancée.

E.12.3.2 Mise aux enchères de droits d'émission de SO_2

Chaque printemps, l'EPA procède à une mise aux enchères de 2,8 % du total des droits attribués cette année-là. Ces droits sont retenus, ou mis de côté; ils ne sont pas distribués entre les sources au moment de l'attribution initiale. Environ la moitié de ces droits sont mis aux enchères 7 ans avant la date qu'ils portent (marché à terme), l'autre moitié est mise aux enchères au cours de l'année correspondant à l'année figurant sur les droits (marché au comptant). En d'autres mots, la mise aux enchères de 2005 comprenait des droits pour l'exercice 2005 et des droits pour l'exercice 2012. Les droits attribués ne peuvent être utilisés avant l'année qu'ils portent.

Les enchères sont remises sous pli cacheté. Les parties intéressées présentent leur enchère pour un nombre déterminé de droits, à un prix fixe. Les enchères sont classées par ordre de prix, et l'enchérisseur offrant le prix le plus élevé emporte son lot au prix qu'il a proposé. S'il reste des droits à attribuer, l'enchérisseur qui offre le deuxième prix le plus élevé emporte son lot au prix qu'il a proposé. On procède de la sorte jusqu'à ce que tous les droits soient vendus ou jusqu'à épuisement du nombre d'enchères. Le produit de la mise aux enchères et les droits restants sont répartis proportionnellement entre les sources (c.-à-d. que le produit est remis aux sources dont les droits avaient été retenus au départ).

Le *Clean Air Act* permet à l'EPA de désigner une tierce partie pour l'administration de la mise aux enchères.

L'EPA ne procède pas à une mise aux enchères annuelle concernant le programme américain d'échange de droits d'émission de NO_x. Ce programme s'adresse aux États. Or même si certains États (Virginie, Kentucky) ont opté pour une mise aux enchères d'une partie des droits d'émission à l'intention des sources relevant de leur compétence, la plupart ont opté pour une attribution imposée des droits.

E.12.4 Gestion comptable

L'EPA a mis sur pied un système informatique de suivi des droits d'émission de manière à administrer toutes les transactions. Ce système de données (chapitre F) permet de gérer la création, le transfert et l'utilisation des droits aux fins du respect de la réglementation. Toutes les sources enregistrées détiennent un compte à cet égard. De plus, toute personne peut ouvrir un compte général dans le cadre du système de suivi des droits d'émission, ce qui lui permet de participer au programme d'échange de droits.

Lorsque l'EPA attribue des droits d'émission, les blocs de droits sont transférés dans le compte utilisé pour le respect de la réglementation de chacune des sources. Les droits demeurent dans ce compte jusqu'au moment où la source les transfère officiellement dans un autre compte, que ce soit un compte général ou utilisé pour le respect de la réglementation, ou encore qu'elle remette les droits aux fins du respect de la réglementation (rétrocession des droits d'émission).

Seuls les transferts officiels — ceux qui sont communiqués à l'EPA – sont consignés au système de suivi. Les transferts effectués en fonction du respect de la réglementation doivent être consignés dans ce système. L'EPA n'exige

[2] Il ne s'agit toutefois pas d'une certitude absolue puisque le gouvernement des É.-U. peut, à une date ultérieure, escompter les droits d'émission.

pas que les autres transactions (achats, ventes) lui soient communiquées.

En vue de signaler un transfert, le représentant désigné (ou le représentant autorisé pour le compte s'il s'agit d'un compte général) de la source à l'origine du transfert doit utiliser le système administratif de la *Clean Air Markets Division* (CAMD) pour les transactions en ligne. Sinon, il doit présenter la transaction au moyen d'un formulaire imprimé, dûment rempli. À la fin de 2001, l'EPA a ajouté une option de transfert en ligne de droits d'émission pour permettre à ceux qui le voulaient de procéder par Internet, peu importe que ce soit par la présentation d'un fichier contenant les renseignements relatifs au transfert, ou que ce soit par la saisie des données à l'écran. La possibilité d'effectuer ces transactions en ligne abaisse davantage le coût des transactions et permet aux participants d'exercer une meilleure maîtrise sur leurs transactions.

Lorsqu'un formulaire imprimé de transfert lui est remis, l'EPA verse les renseignements dans le système de suivi, ordinairement au bout d'un ou deux jours ouvrables (le règlement stipule un délai maximal de 5 jours). Ensuite, elle transmet un accusé de réception aux représentants des comptes des deux parties à la transaction. Lorsque le système administratif de l'EPA est utilisé, l'enregistrement se fait en « temps réel », et la confirmation est immédiate. En outre, l'EPA procède à une mise à jour quotidienne de son site Web pour toute transaction effectuée.

Les renseignements recueillis par l'EPA en vue du traitement d'une transaction comprennent le code d'identification du compte du vendeur, le nom du représentant du compte, le code d'identification du compte de l'acheteur et les numéros de série des droits d'émission. L'EPA ne consigne pas les renseignements relatifs aux prix parce que ces prix ne constituent pas des renseignements nécessaires à la détermination de la conformité aux stipulations du programme. En outre, le prix versé peut ne pas bien refléter les cours du marché. Si elle ne s'accompagne pas d'explications suffisantes, la communication de renseignements sur les prix pourrait semer la confusion relativement à la valeur marchande des droits d'émission.

E.12.5 Marché des droits d'émission

Le marché des droits d'émission du programme américain de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de SO_2 est très actif et il est liquide. Plus de 20 millions de droits d'émission sont échangés chaque année depuis la mise en œuvre de la phase 2. Les milieux financiers ont largement contribué à l'essor de ce marché et ont aidé les sources à mettre au point des stratégies de couverture (options et contrats à terme normalisés, par exemple), ce qui a permis aux sources de mieux gérer le risque associé au prix des droits d'émission.

Les participants sont nombreux; ce sont notamment des courtiers, des négociateurs, des spéculateurs, des représentants des sources et des particuliers. En réalité, n'importe qui peut prendre part à ce marché. Chaque année, des écoliers de différentes parties des É.-U. amassent de l'argent pour acheter quelques droits d'émission lors de la mise aux enchères de l'EPA, ce qui empêche leur intégration au total des droits disponibles, abaissant d'autant le degré de pollution toléré. Cet accès au marché n'a exercé aucun effet sur les prix ou la disponibilité des droits d'émission, cependant cela constitue un excellent apprentissage direct de l'échange de droits d'émission.

E.12.6 Incidences fiscales

La majeure partie des droits d'émission est imposée aux sources. Comme il n'existe pas de coût pour ces droits, il y a pas d'incidences fiscales lorsque les droits sont utilisés aux fins du respect de la réglementation. Cependant, lorsqu'une source utilise des droits achetés à ces fins, le coût des droits est assimilé au coût de conformité environnementale et il peut être ajouté aux frais d'exploitation de l'entreprise. C'est pourquoi de nombreuses sources précisent quels droits elles choisissent de rétrocéder.

Lorsqu'une entreprise vend des droits à profit (ou à perte), les gains sont assujettis aux dispositions relatives à l'impôt sur les gains en capital, le cas échéant.

Les incidences fiscales de l'utilisation des droits d'émission ne sont pas déterminées par le *Clean Air Act* ni par l'EPA. C'est plutôt l'*Internal Revenue Service* qui a formulé une décision à ce sujet.

E.13 SOMMAIRE

Les droits devraient être fongibles — c.-à-d. que tous les droits attribués devraient être interchangeables. Cela permettrait de simplifier la conception et le fonctionnement d'un tel programme, d'abaisser le coût des transactions et d'accroître l'efficacité du programme sur le plan économique. On va dans le sens de la simplicité en évitant de créer différentes classes de droits possédant des attributs différents.

Il faudrait employer les mêmes unités de mesure pour les émissions comme pour les droits d'émission (p. ex., une tonne de SO_2) afin de simplifier la tenue des registres, d'assurer une grande transparence et de créer un marché efficace d'échange des droits entre les deux programmes. Les droits devraient être fondés sur la même unité de mesure commune aux deux pays.

Pour qu'il fonctionne bien, il est nécessaire d'harmoniser entre les deux pays un certain nombre d'éléments de conception du programme d'échange de droits d'émission, relatifs à ces droits :

- La numérotation des droits doit se faire selon les mêmes règles et les mêmes méthodes, y compris la même approche pour l'année d'utilisation prévue.
- Il faut des règles communes de mise en réserve et d'emprunt.
- Les droits de propriété doivent être compatibles.
- Le degré de transparence doit être élevé.
- Les règles de création et de transfert des droits doivent être les mêmes.

De plus, l'échéancier d'attribution des droits (à savoir l'attribution de droits plusieurs années à l'avance) et certaines opérations de gestion comptable doivent être identiques.

Enfin, le traitement des droits d'émission peut différer sous d'autres aspects. Par exemple, les dispositions relatives à l'attribution des droits et l'approche retenue pour la définition et la gestion des mises de côté (un certain nombre de droits mis de côté en vue de la création d'incitatifs déterminés) peuvent varier selon les gouvernements participant à un programme de plafonnement et d'échange, à condition que les dispositions relatives aux mises de côté respectent le plafond des émissions (c.-à-d. que les droits mis de côté doivent provenir du lot de droits correspondant au plafond). De plus, il pourrait être nécessaire d'évaluer les méthodes de répartition des droits d'émission et de gestion des mises de côté dans une perspective d'équité et aussi quant aux répercussions économiques sur le secteur industriel dans les deux pays.

CHAPITRE F

REGISTRE ÉLECTRONIQUE D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION : SYSTÈMES DE DONNÉES POUR LE SUIVI DES ÉMISSIONS ET DES DROITS D'ÉMISSION

Des renseignements complets, exacts, transparents et opportuns sur les droits d'émission et les droits échangeables constituent un élément essentiel des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Un registre électronique d'échange de droits d'émission peut grandement améliorer la collecte, la vérification, la gestion et la dissémination des données dans le cadre d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

Le présent chapitre porte sur les principes de conception d'un registre électronique (section F.1), les éléments constitutifs du registre (section F.2) et la centralisation (section F.3). Il présente également l'expérience des États-Unis et du Canada en matière de systèmes de suivi des données sur les émissions (sections F.4 et F.5), ainsi que les niveaux de cohérence et de compatibilité nécessaires pour l'établissement de registres électroniques dans un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

F.1 PRINCIPES DE CONCEPTION D'UN REGISTRE ÉLECTRONIQUE

Un registre électronique peut faire bien plus que traiter de grandes quantités de données. L'emploi d'un système global et souple de collecte et de gestion de données offre de nombreux avantages, notamment :

- Une plus grande exactitude des données – Des fonctions telles que la déclaration électronique et la vérification automatisée de la qualité des données diminuent les erreurs et éliminent l'enregistrement de données redondantes.
- Une réduction des délais et des coûts – La déclaration électronique et la vérification automatisée de la qualité des données réduisent aussi les délais et les coûts nécessaires pour remplir, traiter et revoir les formulaires imprimés. De plus, le stockage électronique des données peut réduire considérablement, voire éliminer, les coûts liés à la collecte, au transport, au stockage et à la distribution des formulaires imprimés.
- Un meilleur accès – Le stockage électronique des données facilite et accélère la récupération, l'analyse et l'évaluation des données pertinentes sur demande. Un meilleur accès aux données peut aussi accroître la confiance dans le programme d'échange de droits d'émission, en permettant aux participants au programme et aux personnes intéressées de récupérer des données pour s'assurer du respect de la réglementation, pour évaluer l'efficacité du programme et pour prendre des décisions éclairées.
- Une cohérence et une comparabilité accrues – La déclaration électronique et le stockage électronique des données favorisent la cohérence, en ce sens que tous les participants au programme sont tenus de déclarer les mêmes renseignements en ayant recours à une formule de déclaration commune. Cette cohérence favorise la comparabilité dans le temps et entre les participants au programme.
- Un registre électronique devrait intégrer les principes de conception décrits ci-dessous.

F.1.1 Accent sur la qualité des données

Le respect d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission fait appel à une comparaison des émissions totales et des droits d'émission. Il importe donc de s'assurer que les données dans les deux cas sont aussi exactes que possible. Le registre devrait vérifier automatiquement la qualité des données visant les déclarations des émissions. Des erreurs et des écarts peuvent ensuite être signalés aux sources participantes.

F.1.2 Favoriser la transparence

Les registres peuvent jouer un rôle essentiel sur le plan de l'acceptation par la population. En fournissant des données transparentes, les registres peuvent accroître la confiance du public dans un programme, en montrant dans quelle mesure le programme est exécuté avec efficacité et en veillant à tenir compte de chaque unité d'émission. La transparence des données peut aussi accroître l'efficacité du marché et réduire les coûts transactionnels en permettant aux participants d'identifier les vendeurs et les acheteurs potentiels. Une véritable transparence exige toutefois de fournir les renseignements dans une forme utile et informative.

F.1.3 Un modèle pour l'avenir

Au moment de concevoir des registres, il faut s'efforcer de créer un modèle souple et adaptable qui pourra favoriser l'intégration des modifications éventuelles au programme ainsi que de nouveaux programmes. Par exemple, si un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission est axé sur un seul contaminant ou sur un seul secteur, le registre doit être conçu pour traiter éventuellement d'autres contaminants ou secteurs. La conception d'un registre souple dès le départ requiert plus d'efforts et des ressources financières accrues, mais elle permettra à long terme de diminuer le fardeau administratif et les coûts de réingénierie.

La plupart des organismes de réglementation recueillent déjà certaines données au sujet de la performance environnementale des sources. Le modèle de registre devrait tenir compte des systèmes existants et prévus de manière à diminuer la charge administrative et la redondance des données.

F.1.4 Automatisation des procédures répétitives

De nombreux procédés renferment des procédures répétitives. Dans la mesure où ces procédures sont automatisées, cela permettra de réduire le travail requis pour le traitement des données.

F.1.5 Accent sur la sécurité

Les registres doivent disposer d'un degré élevé de sécurité intégrée afin d'éviter les transactions frauduleuses et les attaques malveillantes du système. L'intégrité des données est essentielle afin de s'assurer du respect de la réglementation et parce que les droits d'émission d'un programme de plafonnement et d'échange ont une valeur économique. En outre, les coûts liés au respect et au non-respect de la réglementation se fondent sur les données relatives aux émissions et aux droits d'émission.

F.2 ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REGISTRE

Un registre entièrement fonctionnel doit être doté de divers éléments pour la collecte et la gestion des renseignements au sujet des sources, des participants du marché, des émissions, des droits d'émission et du respect de la réglementation. Les principaux éléments du registre sont le système de suivi des émissions (ETS — *Emissions Tracking System*) et le système de suivi des droits d'émission (ATS — *Allowance Tracking System*).

Le registre électronique est ce qui se fait de mieux pour traiter les données d'un programme d'échange de droits d'émission. Aux États-Unis, l'EPA (*Environmental Protection Agency*) a mis au

point un logiciel spécialement conçu pour gérer les renseignements sur l'échange des droits d'émission. Le logiciel offre notamment la possibilité de mettre en commun plusieurs zones d'échange. L'EPA a offert gratuitement ce logiciel à d'autres gouvernements.

F.2.1 Principales fonctions de l'ETS (système de suivi des émissions)

L'ETS enregistre les données sur les émissions réelles déclarées par les entités réglementées. L'ATS (système de suivi des droits d'émission) utilise ces données pour vérifier, lors de la conciliation en fin d'année, que chacune des entités réglementées a couvert ses émissions par un nombre équivalent de droits d'émission présentés à des fins de respect de la réglementation.

L'ETS se fonde sur un règlement qui précise des exigences telles que la nature des renseignements à consigner, la présentation des renseignements et la fréquence des déclarations obligatoires.

Les sources émettrices font appel au logiciel de l'EPA pour soumettre leur rapport électronique de données (RED) directement dans l'ETS. L'ETS procède à des vérifications approfondies des déclarations pour s'assurer de la qualité des données (AQ), archive les données dans l'ordinateur central de l'EPA et transmet aux sources un compte rendu commenté contenant notamment des avis sur des erreurs relevées et des explications sur les meilleurs moyens à prendre pour corriger les erreurs.

F.2.2 Principales fonctions de l'ATS (système de suivi des droits d'émission)

F.2.2.1 Dossier de propriété

L'ATS est un système de conformité à la réglementation. La principale fonction de l'ATS est de déterminer la conformité en effectuant un suivi des droits d'émission dans le système. Chaque participant [1] possède un compte dans lequel est consignée une liste de ses droits (ou allocations) d'émission. Lorsqu'un bloc de droits est transféré à un autre participant, l'ATS déplace ce bloc dans le compte du nouveau propriétaire. Si plusieurs registres sont en cause dans un programme (par exemple, si un bloc de droits est échangé entre deux États souverains disposant de registres distincts), il peut être nécessaire de vérifier les transferts auprès d'un « bureau central d'information » pour rehausser l'intégrité du système [2]. Le bureau central d'information peut avoir en main un résumé de l'information nécessaire à la vérification de la validité de la transaction.

F.2.2.2 Déduction des droits à des fins de conformité

L'ATS sert à établir les droits disponibles à des fins de conformité. À la fin d'une période de grâce suivant la période réglementaire, le gouvernement déduit le nombre de droits correspondant au total des émissions du participant mentionné dans le système (voir la section G.1) et transfère ces droits dans un compte permanent de « retrait de droits » de l'EPA. Des droits peuvent être rétrocédés à titre de pénalité pour non-respect ou pour améliorer les avantages du programme sur l'environnement.

Une fois déduits ou rétrocédés, les droits ne peuvent plus être transférés, mis en réserve ou utilisés. Les droits ne sont jamais supprimés du système de données; on peut de ce fait assurer un suivi de tous les droits délivrés antérieurement. Le système peut ainsi demeurer vérifiable et transparent.

F.2.2.3 Participants autorisés

L'ATS devrait contenir des renseignements sur un ou plusieurs représentants autorisés pour chaque compte de droits. Ces renseignements

1 Comme l'indique la section F.2.2.3 « Participants autorisés », un participant peut être une entité non réglementée.

2 Nous supposons qu'un registre type conserve automatiquement un dossier de chaque transfert de droits. Autrement dit, un journal de transactions est intégré dans un ATS type.

identifient les personnes autorisées à effectuer des transactions ou d'autres activités au nom du titulaire du compte. Ce système peut aussi faciliter l'échange d'informations entre le responsable du registre et le titulaire du compte.

Dans un système de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission efficace, les conditions d'ouverture d'un compte de droits ne doivent pas être trop restrictives pour que des facilitateurs de marché, tels que des courtiers, puissent y participer. En outre, ces conditions doivent être les mêmes des deux côtés de la frontière.

F.3 CENTRALISATION

Des questions peuvent se poser au sujet du fonctionnement d'un registre si plusieurs compétences juridiques ou politiques participent à un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Les compétences peuvent travailler de concert à l'exploitation d'un seul registre centralisé dans lequel l'ensemble des renseignements est conservé. Ou bien chaque compétence peut exploiter un registre distinct servant à conserver les renseignements de son propre programme, mais échanger ces renseignements, s'il y a lieu, avec l'autre ou les autres registres. Chaque méthode comporte des avantages et des inconvénients.

Un registre centralisé offre un point de contact unique pour soumettre ou demander des données, peu importe la compétence en cause. Les participants au programme ou le public peuvent avoir accès à des renseignements de n'importe quel programme plus facilement, ce qui favorise une plus grande transparence. La centralisation réduit aussi le besoin de communication entre les registres et diminue ainsi les risques pour la sécurité et l'intégrité des données, liés aux communications ouvertes. En outre, le point le plus important probablement est que la centralisation réduit les besoins en ressources nécessaires à la mise au point et à l'exploitation de systèmes de données dans chaque compétence. Le principal inconvénient de la centralisation en est un de compétence juridique. Dans une approche centralisée, une compétence ou une tierce partie doit assurer la gestion des données et déterminer si les sources dans d'autres compétences respectent la réglementation.

Une approche décentralisée élimine le problème de compétence juridique, mais requiert des ressources plus importantes pour l'exploitation et la tenue des registres. Elle requiert également de la coordination entre les compétences afin de mettre en oeuvre des protocoles relatifs aux exigences et à la communication des données.

Une approche décentralisée exigerait aussi la mise en place d'un mécanisme, tel qu'un « bureau centralisé d'information », pour garantir la validité de toute transaction touchant plusieurs registres. Dans une approche centralisée, la fonction de vérification se fait à l'interne. Dans une approche décentralisée, il importe de faire appel à un système de vérification distinct pour garantir que chaque transaction — y compris les droits, les échanges de droits, les transferts et les déductions de conformité — est autorisée dans le ou les programmes pertinents de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission, et que les titulaires de comptes et les droits d'émission en cause sont valides.

Une solution équilibrée pourrait être de regrouper les registres nationaux des deux pays. On pourrait ainsi éviter les problèmes juridiques liés à l'exécution et au respect de la réglementation attribuables à un registre international et limiter le plus possible le nombre de points de déclaration et de contact entre les registres.

F.4 L'EXPÉRIENCE DES ÉTATS-UNIS RELATIVEMENT AUX SYSTÈMES DE SUIVI DES DONNÉES

L'EPA exploite des registres depuis une décennie et a appris de nombreuses leçons utiles. Les registres de première génération étaient coûteux et posaient parfois des difficultés. Toutefois, au fur et à mesure du perfectionnement de la technologie et de l'acquisition d'une plus grande expérience, l'EPA a modernisé les systèmes pour qu'ils puissent offrir de meilleurs moyens de collecte, de vérification, de gestion, d'analyse et de dissémination des données. Les systèmes d'aujourd'hui offrent un degré d'automatisation et un accès aux données sans précédent.

À mesure que le volume de données s'est accru, l'EPA a intensifié son utilisation du transfert électronique de données. En 2004, toutes les données sur les émissions et 93 p. 100 des transferts de droits (représentant 94 p. 100 de tous les droits transférés) ont été déclarés par voie électronique. L'EPA a aussi lancé un système de gestion en ligne pour inciter les participants à faire appel à Internet pour gérer leur intégration au programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Le système d'enregistrement de l'EPA est un élément constitutif clé de la transition à l'interaction électronique entre l'industrie et l'organisme de réglementation. De plus, l'EPA offre aux sources un logiciel de déclaration pour leur permettre de vérifier la qualité de leurs données avant de les soumettre. En donnant l'occasion aux sources des données de s'assurer de la qualité de leurs données, il y a moins de risque que des données de mauvaise qualité soient consignées au registre.

F.4.1 Suivi des émissions

Le registre de l'EPA est doté d'un système de suivi des émissions (ETS — *Emissions Tracking System*) permettant de recueillir, de vérifier et de gérer des données sur les émissions provenant de plus de 3 000 unités visées par les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission de dioxyde de soufre (SO_2) et d'oxydes d'azote (NO_X) aux États-Unis (voir le tableau F-1). Chacune des unités est tenue de déclarer des données horaires sur les émissions chaque trimestre. Afin de simplifier et d'améliorer le processus, l'EPA fournit à chacune des sources un logiciel qui lui permet de traiter, de formater, de vérifier au préalable et de soumettre ses données. Sur réception, les données sont traitées et vérifiées par l'ETS. L'ETS examine les données pour y déceler des erreurs ou des omissions et il exécute plusieurs centaines de calculs pour chaque déclaration présentée. Une fois la vérification terminée, l'ETS transmet à la source un compte rendu électronique décrivant en détail les résultats de la vérification et indiquant si les données ont été acceptées ou rejetées (voir la figure F-1).

F.4.2 Suivi des droits d'émission

Le système de suivi des droits d'émission (ATS) est le système comptable employé pour les programmes d'échange de droits d'émission de SO_2 et de NO_X aux États-Unis. L'ATS assure le suivi des renseignements sur les comptes, les titulaires de comptes et les échanges de droits d'émission. À l'aide d'un système en ligne, les titulaires de comptes peuvent avoir accès à leurs comptes pour transférer des droits d'émission. Le système permet aux utilisateurs de consigner les échanges de droits et de choisir des droits (ou allocations) particuliers qu'ils désirent transférer. Les titulaires de comptes peuvent aussi mettre à jour les renseignements au sujet de leurs comptes (p. ex., ajouter des représentants nommés ou des agents autorisés ou modifier des données concernant l'installation). Une fois qu'un titulaire de compte a consigné une transaction relative à ses droits d'émission ou qu'il a apporté des mises à jour à son compte, le système transmet une confirmation par courriel aux parties intéressées. Grâce à ces outils en ligne, la participation à des programmes d'échange de droits d'émission de SO_2 et de NO_X se fait dorénavant par voie électronique.

Tableau F-1 Données sur les émissions devant être produites chaque semestre

Renseignements sur l'installation
Concentrations de gaz polluants
Concentrations de gaz diluants
Données sur l'humidité
Débit
Données quotidiennes d'assurance de la qualité et résultats
Méthode de référence de relève, données d'AQ
Données sur les émissions cumulatives et d'exploitation de l'unité
Données sur les émissions massiques de SO_2
Données sur les émissions de NO_x
Données sur les émissions massiques de CO_2
Données de l'unité sur les émissions massiques faibles admissibles
Renseignements sur le plan de surveillance
Données d'essais de certification et résultats

Figure F-1 Exemple de renseignements sur le code d'état et dans le compte rendu trimestriel sommaire de commentaires

Compte rendu reçu pour ORISPL :	000099
Nom de l'installation :	Tamarasc Power
N° d'id. de l'unité/cheminée/tuyau :	6B
Code d'état du compte rendu :	9
Année de déclaration :	2003
Trimestre de déclaration :	4
Date :	01/06/2004
Heure :	9 h 48
N° d'utilisateur du déclarant :	TMA
Compte de déclaration :	ETSP (ETSP = officiel, ETSD = essai)
N° d'id. de réception :	115008
CODE D'ÉTAT 9 :	La déclaration trimestrielle contient des renseignements erronés

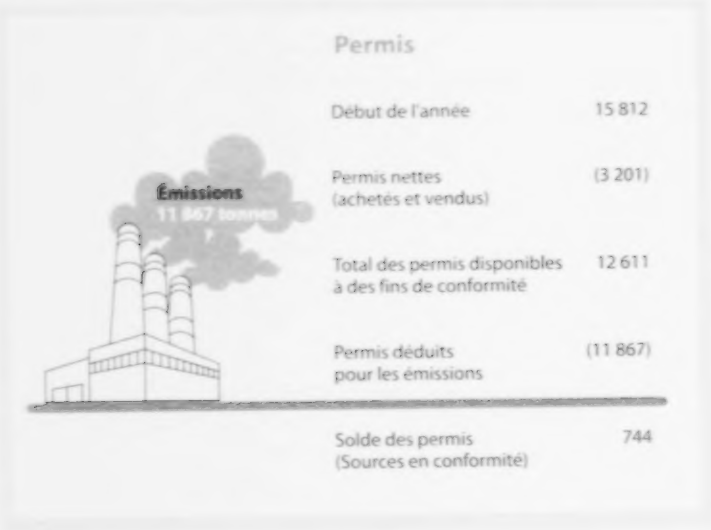
Explication :

Même si l'EPA a accepté votre déclaration, des renseignements qu'elle contient sont erronés. Les documents suivants accompagnent la présente lettre : un tableau sommaire des données cumulées sur les valeurs des émissions, un compte rendu des erreurs y compris une description détaillée de ces dernières, et un sommaire du dossier précisant le nombre et le type d'enregistrements contenus dans la déclaration trimestrielle des données.

Mesures requises :

Veuillez examiner les renseignements erronés décrits dans le compte rendu de commentaires et préciser les périodes auxquelles les données douteuses ont été relevées ou les opérations inhabituelles (p. ex., mise en marche, arrêt ou problèmes d'exploitation) figurant dans la déclaration trimestrielle. Revoyez et, si possible, corrigez les erreurs relevées pour vous assurer qu'il n'y a aucun problème de mesure ou de déclaration.

Figure F-2 Conciliation des droits d'émission



Pour présenter une demande de transfert de droits, il faut transmettre des renseignements concernant le compte visé, le représentant autorisé du compte visé, ainsi que les droits particuliers à transférer. L'EPA ne recueille pas de renseignements au sujet des prix, car cet aspect ne touche pas l'application du programme comme telle ni l'atteinte d'un objectif environnemental. De plus, les données sur les prix n'offrent pas forcément de données utiles du fait que certaines transactions sont assorties de conditions autres que monétaires (p. ex., des fournisseurs de combustible peuvent regrouper les droits avec leur combustible; un société possédant plusieurs sources d'émission peut transférer des droits d'émission entre leurs nombreux comptes), tandis que d'autres peuvent faire appel à des instruments financiers ou non financiers plus complexes (p. ex., des contrats à terme, des options, des contrats de crédit réciproque). On peut obtenir rapidement des renseignements sur les prix auprès de la plupart des courtiers qui, en général, affichent les prix sur leurs sites Web.

F.4.3 Conciliation

À la fin de chaque année, après une courte période de grâce, on procède à la conciliation des données sur les émissions et les droits d'émission. Actuellement, dans le cas du programme visant les émissions de SO_2, le registre soustrait un droit (ou une allocation) pour chaque tonne de SO_2 émise (voir la figure F-2). Dans le cas du programme visant les émissions de NO_X, si on utilise des droits en réserve, le registre déduit les droits nécessaires du compte en réserve, avant de soustraire le nombre voulu de droits (voir la section E.12.2 qui porte sur la déduction des droits d'émission de NO_X en réserve).

F.4.4 Déclaration publique

Comme il est indiqué à la section F.1.2, étant donné que le public a accès aux données sur les émissions à la source et sur les droits d'émission, il a davantage confiance dans le programme. De leur côté, les autorités peuvent mieux s'assurer que la réglementation est appliquée et inciter les sources d'émission à la respecter. Aux États-Unis, les données sur les émissions ne sont pas considérées comme confidentielles. Le *Clean Air Act* stipule clairement que les données sur les émissions sont de nature publique.

Grâce aux perfectionnements technologiques et à Internet, les personnes intéressées ont maintenant accès à des renseignements utiles et opportuns au sujet des émissions, des droits d'émission et des résultats des programmes en vigueur. Le registre de l'EPA offre des outils d'accès aux données par Internet permettant à la population de formuler des demandes personnalisées touchant des données qui l'intéressent. Des applications cartographiques et autres permettent aussi d'obtenir des données sous forme graphique faciles à comprendre.

F.5 EXPÉRIENCE DU CANADA RELATIVEMENT AUX SYSTÈMES DE SUIVI DES DONNÉES

F.5.1 Échange de droits d'émission de substances appauvrissant la couche d'ozone au Canada

En vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* (LCPE), Environnement Canada exploite des systèmes similaires à l'ETS et à l'ATS, décrits ci-dessus, pour deux substances appauvrissant la couche d'ozone, soit les hydrofluorocarbures (HCFC) et le bromure de méthyle. Quelques semaines avant le début d'une année, l'administrateur du système communique par la poste avec chacun des titulaires de droits pour lui indiquer le nombre de droits qu'il est autorisé à émettre pendant l'année qui vient. Périodiquement, les sociétés qui transigent des droits d'émission (cédants et destinataires) transmettent à l'administrateur du programme des renseignements sur les transferts de droits (par télécopieur ou par la poste) à l'aide d'un formulaire disponible sur un site Web [3]. Chaque transfert doit être approuvé par le Ministre ou son administrateur avant d'être valide. Seul le nombre de droits transférés doit être divulgué; la valeur des droits en question ne l'est pas. L'administrateur tient à jour une base de données de chaque compte en utilisant un logiciel de base de données (p. ex., MS Access). Même si le Ministre doit approuver les transferts de droits pour certaines substances visées par le *Règlement sur les substances appauvrissant la couche d'ozone (1998)*, la LCPE ne requiert pas l'approbation du Ministre dans le cas de transferts de droits dans un système d'unités échangeables (art. 326).

Contrairement aux systèmes visant les émissions de NO_X et de SO_2 aux États-Unis, le système canadien visant les émissions de substances appauvrissant la couche d'ozone ne réglemente pas les émissions comme telles, mais surveille plutôt la consommation apparente (p. ex., la production plus les importations moins les exportations) de substances appauvrissant la couche d'ozone. Les producteurs et les importateurs autorisés remplissent une déclaration annuelle de consommation apparente et la transmettent à l'autorité responsable aux fins d'évaluation du respect de la réglementation.

F.5.2 Échange de droits d'émission en Ontario

Avec son code d'échange de droits d'émission, l'Ontario a mis au point un registre qui remplit les fonctions de base d'un ATS et d'un ETS, car il permet d'aviser le public de l'attribution et de la déduction de droits d'émission de monoxyde d'azote (NO) et de SO_2 et de la création et de la déduction de crédits de réduction des émissions de NO et de SO_2 [4]. Le système de suivi des droits d'émission du registre ontarien ne fait pas appel aux numéros de série des droits (voir le chapitre E) pour assurer le suivi de leurs titulaires initiaux; il faut plutôt préciser pour chaque transfert le nom du titulaire initial.

F.6 SOMMAIRE

En évaluant les qualités de systèmes efficaces de suivi des émissions et des droits d'émission, le présent chapitre a relevé un certain nombre d'éléments souhaitables. Ces éléments pourraient être regroupés dans des registres électroniques permettant de fournir des données exactes, de réduire les délais d'exécution et les coûts, de faciliter l'accès aux données et d'améliorer la cohérence et la comparabilité.

Les systèmes de suivi des émissions et des droits d'émission assurent un lien entre les exigences de déclaration électronique des données et la détermination du respect de la réglementation découlant d'un programme de

[3] Voir **http:/www.ec.gc.ca/ozone**

[4] Ministère de l'Environnement de l'Ontario. *Code ontarien d'échange de droits d'émission* (Ontario Emissions Trading Code), Toronto (Ontario), janvier 2003 (**http://www.ene.gov.on.ca/envision/env_reg/er/documents/2003/XA03E0001.pdf**) (document en anglais seulement)

plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Comme il s'agit d'éléments essentiels à la détermination du respect de la réglementation, le type de données, les besoins en matière de données, l'exactitude et la qualité des données aussi bien au Canada qu'aux États-Unis doivent être similaires, pour des raisons de cohérence et de comparabilité, ainsi que pour assurer l'équité et la protection de la valeur des droits.

Pour que le public accepte en toute confiance et comprenne les résultats d'un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission, la divulgation complète et ouverte des décisions publiques et privées pertinentes doit être uniforme au Canada comme aux États-Unis. La transparence est un élément essentiel des programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission et tient compte de l'établissement de règles et de règlements et du fait de savoir si les sources d'émission les respectent ou non. Des renseignements exacts et opportuns sont aussi importants dans la mise en œuvre de programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission efficaces et crédibles.

Des outils sont offerts pour intégrer toutes les données et toutes les fonctions d'un registre dans un système informatique simple et souple. Le système peut être adapté à de nouveaux programmes, il peut consigner d'autres secteurs et il permet de communiquer avec d'autres registres et d'autres systèmes de déclaration des émissions. L'utilisation de ces outils permettrait au Canada et aux États-Unis d'avoir des registres nationaux de suivi des émissions et des droits d'émission comparables et uniformes qui sont nécessaires dans un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

CHAPITRE G

RESPECT ET APPLICATION DE LA RÉGLEMENTATION

Le présent chapitre porte sur les questions essentielles que sont le respect et l'application de la réglementation au regard d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. La section G.1 trace un aperçu du respect de la réglementation dans le cadre d'un tel programme, et décrit de manière plus détaillée comment il est établi. La section G.2 porte sur l'application des règlements. Les sections G.3 et G.4 décrivent l'expérience américaine et l'expérience canadienne en matière de respect et d'application de la réglementation.

G.1 APERÇU DU RESPECT DE LA RÉGLEMENTATION

Le respect de la réglementation dans le cadre d'un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange se fait de façon relativement simple et directe. L'organisme de réglementation compare simplement les émissions totales d'une source à la quantité d'émissions permise, en prenant les droits d'émission accordés à l'émetteur et mis en réserve à son crédit. Cependant, quelques décisions importantes doivent être prises avant de passer à la mise en place d'un programme de plafonnement et d'échange de droits. On pense notamment à la façon de quantifier et de mesurer les émissions, aux règles de mise en réserve des droits, au calendrier de déclaration des émissions et à la date limite à laquelle les droits peuvent être retenus.

À la fin de tout exercice réglementaire, il faut accorder assez de temps pour que les sources d'émission puissent procéder à la vérification et à la communication des données sur leurs émissions. Il faut éviter que ce délai accordé pour la vérification soit trop court, de sorte que les sources d'émission ne présentent des données dont la qualité est mal assurée, mais il faut éviter aussi qu'il soit trop long, au point de retarder indûment l'examen du respect de la réglementation par l'organisme de réglementation, après qu'il a pris connaissance des données. Cela doit se faire avant la fin de l'exercice réglementaire subséquent, de manière à éviter le chevauchement des exercices de vérification. À la fin de chaque exercice réglementaire et au cours de la période accordée aux sources d'émission pour vérifier la qualité de leurs données, les règles devraient prévoir une courte période de grâce pour laisser aux sources un peu de temps afin qu'elles procèdent aux derniers échanges de droits d'émission. De la sorte, les sources pourront s'assurer d'en détenir le nombre requis ou un nombre supérieur. Il suffit de préciser à l'avance une date limite d'échange des droits pour l'exercice réglementaire en question.

G.1.1 Vérification du respect de la législation

La première étape est de déterminer la quantité totale d'émissions produites au cours de l'exercice réglementaire en question. Les régimes de plafonnement des émissions et d'échange de droits comportent plusieurs éléments d'importance critique pour cette première étape de la vérification du respect de la législation. La surveillance des émissions, qui doit s'appuyer sur de strictes exigences techniques destinées à faire en sorte que les émissions associées à chacune des activités réglementées sont mesurées de manière adéquate, est un premier élément. La déclaration des données sur les émissions, qui doit être conforme à certains protocoles afin de garantir que les données sont communiquées à l'organisme de réglementation avec exactitude et en temps opportun, en est un second. Ensuite, des systèmes de vérification sont mis en place pour s'assurer de la qualité de ces mécanismes et pour signaler des correctifs à apporter au besoin. Les exigences relatives à ces éléments sont stipulées dans la réglementation applicable aux programmes de plafonnement des émissions

et d'échange de droits. Cela inclut, entre autres, les exigences relatives au fonctionnement, à l'assurance et au contrôle de la qualité, à la documentation (voir le chapitre D, Surveillance et déclaration des émissions). L'organisme de réglementation peut vérifier ces éléments et procéder à des inspections des systèmes de surveillance et de déclaration des installations pour s'assurer du respect de la réglementation. Lorsqu'une installation ne respecte pas ces exigences, il faut utiliser des données de remplacement sur les émissions correspondant à la période qu'a duré l'infraction, au lieu des données présentées, et il peut être déclaré que l'installation est en état d'infraction aux règlements relatifs aux programmes.

À la deuxième étape, il faut vérifier la concordance entre la quantité d'émissions visées par la réglementation et le volume de droits d'émission détenus pour chaque exercice réglementaire et pour chaque entité réglementée. Les programmes de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission comportent un régime d'échange de droits d'émission conçu de façon qu'il soit possible de faire le suivi de l'attribution, du transfert et de la mise en réserve des droits d'émission, et de sorte que la comparaison des émissions avec les droits détenus soit exacte.

Dans le cadre d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits, la définition retenue pour l'expression « respect de la réglementation » doit être comprise de la même façon des deux côtés de la frontière au regard des exigences relatives à la détention des droits d'émission, comme au regard de celles relatives à la surveillance des émissions et à leur déclaration.

G.1.2 Entité réglementée

L'expression « entité réglementée » pourrait désigner du matériel (comme une chaudière), une installation de production (comme une centrale électrique) ou une personne morale qui est propriétaire de l'installation ou qui l'exploite (comme une entreprise d'électricité). Les critères d'applicabilité du programme doivent la définir. Le nombre d'entités réglementées serait beaucoup plus élevé si elles étaient définies en fonction du matériel plutôt qu'en fonction des usines, ou encore en fonction des usines plutôt qu'en fonction des entreprises. Toutefois, l'identité d'une entité juridiquement reconnue, qui est propriétaire d'une usine ou qui l'exploite, peut changer au cours d'une période réglementaire ou avant la date limite pour le transfert des droits d'émission, et la structure de la propriété est parfois très complexe (p. ex., de multiples propriétaires et le recours à des filiales en propriété exclusive ou non, ou encore des entreprises à responsabilité limitée). En outre, certains propriétaires peuvent être de l'étranger. C'est pourquoi le fait de désigner le propriétaire ou l'exploitant à titre d'entité réglementée peut compliquer la détermination du respect de la réglementation.

G.1.3 Dates

Il existe deux dates importantes pour la détermination du respect de la réglementation : la date limite de déclaration des émissions et la date limite pour le transfert ou la détention d'un nombre suffisant de droits d'émission pour couvrir les émissions déclarées pendant l'exercice réglementaire. Par exemple, la date ultime de déclaration des données sur les émissions pourrait être fixée à 30 jours après la fin de l'année. Ensuite, on pourrait accorder aux entreprises un délai additionnel de 30 jours pour compléter des échanges et constituer leur banque de droits d'émission.

G.1.4 Mécanisme de rapprochement

Le mécanisme de rapprochement, ou conciliation, est le mécanisme par lequel on compare les émissions déclarées aux droits d'émission détenus. Au cours de cette période de rapprochement, les comptes ouverts dans le système de suivi des droits d'émission sont gelés, c'est-à-dire que tout transfert de droits

pouvant servir au respect de la réglementation est suspendu jusqu'au moment où il est établi que la réglementation a été respectée.

G.2 APPLICATION DE LA RÉGLEMENTATION

G.2.1 Sanctions pour le non-respect de la réglementation

Tout programme efficace de plafonnement des émissions et d'échange de droits comporte un ensemble de dispositions relatives à l'application de sanctions automatiques rigoureuses en cas de non-respect de la réglementation. Les sanctions devraient être appliquées automatiquement lorsqu'une source ne détient pas, à une date déterminée, suffisamment de droits d'émission pour couvrir ses émissions massiques au cours d'un exercice réglementaire donné. Outre les sanctions automatiques, des sanctions discrétionnaires en vertu des codes civil ou criminel peuvent être imposées lorsque les émissions dépassent les droits d'émission détenus. Lorsque l'infraction porte sur d'autres exigences du programme (p. ex., surveillance des émissions, déclaration), des sanctions discrétionnaires en vertu des codes civil ou criminel pourraient aussi être imposées. Ces sanctions devraient être fonction de la nature et de la gravité de l'infraction. Elles doivent être assez élevées pour inciter au respect de la réglementation. Elles peuvent prendre la forme d'une rétrocession de droits d'émission, de sanctions pécuniaires ou encore de peines en vertu du code criminel.

G.2.1.1 Non-respect du plafond

Lorsqu'une source ne détient pas un nombre suffisant de droits d'émission pour couvrir ses émissions réelles, la sanction automatique devrait aussi être accompagnée d'un recouvrement (ou un ajustement) des droits de un à un, afin de préserver l'intégrité environnementale du programme. Pour chaque droit manquant pour l'exercice réglementaire en question, l'agence de réglementation retirerait un droit attribué à la source pour l'exercice subséquent.

S'il n'était pas assorti d'autres sanctions pour le non-respect de la réglementation, un taux d'ajustement de un à un reviendrait à permettre à une source d'utiliser, de fait, des droits d'émission d'exercices à venir pour atteindre son objectif de réduction des émissions pour un exercice en cours. On pourrait donc se trouver face à un scénario selon lequel un plafond d'émission est constamment dépassé. C'est pourquoi il est tellement important que les sanctions incitent au respect de la réglementation.

Outre l'application d'un taux d'ajustement de un à un en vue du maintien de l'intégrité de l'environnement, la sanction automatique devrait inclure une déduction additionnelle de droits d'émission ou une sanction pécuniaire d'un certain montant pour chaque unité en excédent d'émissions correspondant à un droit. Si une sanction était appliquée sous forme de déduction de droits (ce qui obligerait une source à rétrocéder, des droits à un multiple, supérieur à un à un, de ses émissions en excès), le plafond des émissions pour l'exercice réglementaire suivant se trouverait à être abaissé. Les gains environnementaux apportés par le programme seraient accrus du fait de la déduction de droits d'émission à titre de sanction.

Si la sanction automatique prenait la forme d'une sanction pécuniaire (qui s'ajouterait à la mesure d'ajustement de un à un), il faudrait qu'elle soit fixée à un niveau très supérieur au coût marginal, prévu de contrôle — la valeur commerciale prévue des droits d'émission — de manière à créer un désincitatif pour contrer le non-respect de la réglementation, mais pas au point d'être déraisonnable (dans le cas, par exemple, d'un dépassement du plafond qui se serait produit par inadvertance). (Lorsque des sanctions plus élevées sont justifiées, des sanctions discrétionnaires pourraient s'ajouter à la sanction automatique.) En outre, puisqu'il peut être difficile de faire une projection du coût marginal de contrôle et que celui-ci peut varier,

il peut être bon de fixer le niveau de la sanction pécuniaire automatique selon un quelconque étalon de référence, comme une enchère récente ou un indice de marché.

G.2.1.2 Autres sanctions

L'organisme de réglementation devrait pouvoir imposer des mesures au criminel ou au civil contre les sources ou contre les personnes qui ne se conforment pas aux exigences d'un programme de plafonnement et d'échange de droits. Les peines au criminel comme au civil incitent de manière directe les responsables, au sens juridique, de la source à adopter un comportement responsable. Il faudrait exiger des propriétaires, des exploitants ou des représentants désignés qu'ils certifient que chaque formulaire concernant la source (comme ceux sur les transferts de droits d'émission et les rapports sur les émissions), dûment rempli et remis à l'organisme de réglementation, est véridique, exact et complet. Les sanctions possibles en vertu du code civil ou du code criminel pour des actes ou pour des omissions dans le cadre des responsabilités relatives à un programme de plafonnement et d'échange de droits devraient être reconnues dans les procédures de certification.

Il n'est pas nécessaire d'appliquer dans les deux pays les mêmes sanctions discrétionnaires en vertu du code civil ou du code criminel.

G.3 L'EXPÉRIENCE AMÉRICAINE DU RESPECT ET DE L'APPLICATION DE LA RÉGLEMENTATION

G.3.1 Respect de la réglementation

En vertu du programme de lutte contre les pluies acides (Titre IV du *Clean Air Act*), les entités visées présentent trimestriellement à l'EPA leurs données de surveillance continue des émissions. L'EPA vérifie alors la qualité, l'exhaustivité et la cohérence des données communiquées, la conformité au modèle de présentation du rapport électronique de données (RED) ainsi que la démarche adéquate en cas de données manquantes.

Lorsqu'une source mesure les émissions de plusieurs unités réglementées dont les rejets empruntent une cheminée commune, le représentant désigné a la possibilité d'utiliser la formule de déduction des droits pour les cheminées communes (*Common Stack Allowance Deduction Form*) pour déterminer le pourcentage des droits d'émission à déduire du total de chaque unité de façon à couvrir toutes les émissions qui passent par la cheminée. Si le représentant ne spécifie pas de comptes pour les différentes unités, l'EPA déduit un pourcentage égal des droits dans le compte de chacune des unités dont les rejets passent par la cheminée commune. Cependant, l'EPA a récemment modifié sa réglementation de manière à permettre, à compter de 2006, la comparaison des émissions et des droits détenus à l'échelle de l'usine plutôt qu'à celle des unités. Le respect de la réglementation s'évaluant dorénavant à l'échelle de l'usine, il ne sera plus nécessaire de diviser les émissions entre les unités réglementées, reliées à une cheminée commune.

Lorsque toutes les données sur les émissions ont été vérifiées et que tous les transferts valides, et réalisés en temps opportun, de droits d'émission ont été effectués, ces droits sont déduits des comptes de manière à couvrir les émissions, et versés dans un compte de prise en charge permanente des droits rétrocédés, administré par l'EPA. Le cas échéant, les droits restants de tout exercice réglementaire peuvent être utilisés au cours d'un exercice subséquent. Lorsque le rapprochement est complété, l'EPA fait parvenir à chaque représentant désigné un rapport intitulé « Déductions des droits d'émission pour l'exercice réglementaire 20AA » (*Allowance Deductions for Compliance Year 20AA*) indiquant quelles sont les déductions de droits par unité.

Voici le calendrier du mécanisme d'établissement du respect du programme américain de lutte contre les pluies acides :

- 30 avril, 30 juillet, 30 octobre et 30 janvier – Dates limites de présentation des 1er, 2e, 3e

et 4e rapports trimestriels sur les émissions, respectivement.

- 31 décembre – Fin de l'exercice réglementaire.
- 30 janvier – Date limite pour la présentation du rapport sur les émissions du 4e trimestre.
- 1er mars (29 février les années bissextiles) – Date limite pour le transfert des droits (passé cette date, aucun échange qui porterait sur l'exercice qui vient de s'achever n'est autorisé.)

Le calendrier pour le mécanisme de respect des stipulations du programme d'échange de droits d'émission de NO_X (U.S. NO_X Budget Trading Program) est le suivant :

- 30 juillet et 30 octobre – Dates limites pour la présentation des 2e et 3e rapports trimestriels sur les émissions pendant la saison d'ozone.
- 30 septembre – Fin de la période réglementaire (saison d'ozone).
- 30 novembre – Date limite pour le transfert des droits (passé cette date, aucun échange qui porterait sur l'exercice qui vient de s'achever n'est autorisé).

G.3.2 Application de la réglementation

Le programme américain de lutte contre les pluies acides comporte un train de mesures d'application qui s'exercent à plusieurs niveaux :

- En vertu de la clause de compensation, les sources en infraction doivent compenser l'excédent d'émissions de SO_2 au moyen de droits d'émission provenant de l'exercice subséquent, correspondant à l'excédent d'émissions. Une source peut opter pour une déduction immédiate des droits ou, s'il est établi qu'une déduction immédiate pour l'unité pourrait nuire à la sécurité de l'approvisionnement en électricité, pour une déduction à une date ultérieure. Dans ce cas, si l'on prévoit une déduction à une date ultérieure pour l'unité, l'entreprise (c.-à-d. le représentant désigné) devra remettre à l'EPA un plan de rétablissement de la parité pour les émissions en excédent (*Excess Emissions Offset Plan*), qui doit être soumis à un examen public pour commentaires avant son approbation. Ce plan spécifie à quel moment l'unité fournira les crédits manquants. (Depuis le début de ce programme, tous les crédits servant à la compensation ont été déduits immédiatement.)
- Les propriétaires ou les exploitants doivent en outre verser une amende automatique de 2 963 $ par tonne d'émissions en excédent pour l'année 2004. (En 1990, cette amende se chiffrait à 2 000 $, et elle est ajustée chaque année suivant le taux d'inflation.)

Les sanctions pour les excédents d'émissions dans le cadre du programme américain de lutte contre les pluies acides sont automatiques. En d'autres mots, si la détermination de la quantité de rejets en excès est juridiquement contestable, il n'est possible ni de contester ni de négocier le montant de l'amende lorsque la détermination de l'excédent d'émissions est définitive.

L'EPA détient le pouvoir d'intenter des poursuites au criminel ou au civil pour des émissions en excédent ou pour d'autres infractions comme le défaut d'installer et d'homologuer des appareils de surveillance dans les délais impartis, ou comme le défaut de déclarer des émissions. L'EPA peut en outre infliger des sanctions pécuniaires pouvant atteindre 25 000 $ par jour pour des infractions. Elle peut également exercer des recours en vertu du code criminel, en cas d'infraction volontaire.

Dans le cadre du programme d'échange de droits d'émission de NO_X (NO_X Budget Trading Program), un programme régional d'échange couvrant la saison d'ozone uniquement, les sanctions automatiques empruntent entièrement la formule du prélèvement d'unités échangeables. Les sources en infraction doivent compenser chaque tonne en excédent d'émissions de NO_X par la remise d'une unité échangeable et elles doivent remettre en plus deux autres unités, soit, au total, trois

par tonne excédentaire au cours de l'exercice réglementaire; les unités échangeables sont prélevées à même le total attribué pour l'exercice subséquent. Il existe également des sanctions imposées de manière discrétionnaire en vertu des codes civil et criminel pour les infractions au programme, comme c'est le cas pour les infractions de n'importe quelle disposition du programme de lutte contre les pluies acides ou du *Clean Air Act*.

G.4 RESPECT ET APPLICATION DE LA LOI AU CANADA

Au Canada, il n'existe pas de programme national de plafonnement des émissions de NO_x ou de SO_2 et d'échange de droits d'émission. Cependant, la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement de 1999* (LCPE) comporte certaines dispositions dont il est question ci-après et qui permettent la mise en place des éléments d'un tel régime concernant le respect et l'application de la loi.

L'article 326 de la LCPE stipule que le ministre de l'Environnement peut prendre des règlements sur un mécanisme de permis échangeables, dans une démarche les rattachant à la réglementation des substances toxiques en vertu des articles 93 ou 167. L'article 326 stipule que le mécanisme peut contenir des éléments tels que :

- les méthodes et procédures en matière de prélèvement d'échantillons, d'analyses, d'essais, de mesures et de surveillance liés au mécanisme;
- les conditions de création, de distribution, d'échange, de vente, d'utilisation, de modification et d'annulation des unités échangeables;
- les conditions de participation au système, notamment les restrictions d'environnement ou de temps;
- les rapports et formulaires relatifs au mécanisme.

Les articles 93 et 167 accordent le pouvoir d'exiger de surveiller et de déclarer les substances toxiques et la pollution atmosphérique internationale. Par exemple, des règlements pris en vertu de la LCPE contiennent des exigences concernant les déclarations à fournir au ministre de l'Environnement sur l'émission ou la fabrication de substances définies, ou encore relatives au bon fonctionnement du matériel antipollution [1].

Ces dispositions générales rendent possible l'harmonisation des programmes canadiens et américains d'échange de droits, relativement aux éléments touchant au respect de la réglementation, comme le calendrier de déclaration, la durée des exercices réglementaires, les exigences en matière de vérification et les formules de compensation.

Les gouvernements provinciaux exercent aussi des pouvoirs au regard des dispositions sur le respect et sur l'application de la loi des programmes de gestion de la qualité de l'air. S'il s'instaurait un régime transfrontalier d'échange de droits d'émission, selon la conception spécifique d'éléments précis, les gouvernements provinciaux pourraient jouer un rôle essentiel quant à ces dispositions. Ce pourrait être notamment de s'assurer que les installations visées par un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission se conforment aux exigences relatives à la surveillance, à la déclaration et à la vérification.

De la même manière, la partie 10 de la LCPE confère au gouvernement fédéral des pouvoirs en cas de non-respect des dispositions d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits, relatives à la surveillance, à la déclaration et à la vérification, lesquels pouvoirs s'apparentent aux sanctions imposées en vertu des codes civil et criminel par le *Clean Air Act*. Le ministre de l'Environnement

[1] Par exemple, consulter : le Règlement sur le rejet d'amiante par les mines et usines d'extraction d'amiante (DORS90/341), le Règlement sur le rejet de mercure par les fabriques de chlore (DORS90/130) et le Règlement sur les substances appauvrissant la couche d'ozone, 1998 (DORS99/7).

peut désigner des agents de l'autorité relevant de gouvernements provinciaux pour veiller à l'application des dispositions de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*. Cette désignation se ferait en vertu d'une entente administrative fédérale-provinciale.

G.5 SOMMAIRE

Le respect et l'application de la réglementation constituent des volets essentiels des programmes de plafonnement et d'échange. Cela serait également le cas d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission entre le Canada et les É.-U.

En vertu d'un régime binational, les personnes réglementées au Canada seraient assujetties à la législation canadienne et les personnes réglementées aux É.-U. seraient assujetties à la législation américaine. Il demeure, à la lumière de l'expérience américaine, que ce qu'on juge être conforme ou ce qu'on juge être non conforme doit l'être dans les deux pays. En ce qui concerne le non-respect du plafond (c.-à-d. la parité entre les droits accordés et les émissions), les sanctions, américaines comme canadiennes, qu'elles soient pécuniaires ou compensatoires, doivent être automatiques et doivent s'équivaloir.

Il est essentiel de voir à harmoniser les calendriers d'application de la réglementation ainsi que le mécanisme de rapprochement. Le fait d'établir des échéances différentes et le défaut d'harmoniser le programme pourraient perturber le marché et conduire à des pratiques non souhaitables d'échange de droits.

Il n'est pas nécessaire que les sanctions discrétionnaires relevant du code civil ou du code criminel soient les mêmes des deux côtés de la frontière, mais il importe qu'elles soient assez astreignantes pour garantir le respect de la réglementation.

CHAPITRE H

ÉLABORATION D'OUTILS ANALYTIQUES ET ANALYSE DE FAISABILITÉ

Dans le but d'évaluer les répercussions d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission entre le Canada et les États-Unis, on a créé et développé des outils analytiques mixtes. L'Integrated Planning Model (modèle IPM) a servi à préparer des scénarios de modélisation, fondés sur des réductions des émissions de SO_2 et de NO_x provenant du secteur de l'énergie électrique dans les deux pays. En outre, comme il est important d'estimer les répercussions que peut avoir, sur la qualité de l'air, le fait de réduire les émissions et de permettre d'échanger des droits d'émission, une modélisation de la qualité de l'air a aussi été effectuée. Les modèles de qualité de l'air ont employé des données relatives aux émissions du secteur de l'énergie électrique pour évaluer les bienfaits généraux qu'une réduction des émissions dans les deux pays pourrait engendrer sur le plan de la qualité de l'air et de l'environnement.

Au cours des deux dernières années, des outils analytiques mixtes ont été créés pour évaluer les répercussions environnementales et économiques d'un éventuel programme transfrontalier de plafonnement et d'échange axé sur les NO_x et le SO_2 dans les deux pays. Le présent chapitre décrit le processus de conception des outils analytiques en question, les méthodes d'analyse de la qualité de l'air transfrontalier et les importantes avancées nécessaires à la prise en compte de l'échange transfrontalier, y compris des inventaires des émissions mis en commun, une modélisation intégrée du secteur de l'électricité et des émissions, et une modélisation de la qualité de l'air transfrontalier.

H.1 ÉLABORATION ET DESCRIPTION D'OUTILS ANALYTIQUES MIXTES

À la lumière du modèle IPM et des modélisations effectuées pour la présente étude de faisabilité, et plus précisément au vu des projections concernant les impacts possibles, il appert que nous pouvons analyser le plafonnement et l'échange et illustrer le type d'effets pouvant être considérés. Les résultats comme tels ne sont pas destinés à la prise de décisions, puisque les scénarios retenus constituaient une mise à l'essai des modèles, et non des options réelles que les États-Unis et le Canada voudraient envisager. Les résultats sont de nature explicative et ne représentent pas la forme que pourrait avoir à l'avenir un régime de contrôle ou une politique environnementale. Les résultats des modélisations économiques, des modélisations des émissions et des modélisations de la qualité de l'air sont fortement tributaires de la conception des scénarios de politiques que le Canada et les États-Unis voudraient analyser. Le modèle IPM pourrait être employé de façon productive pour aider les États-Unis et le Canada à examiner plus à fond le plafonnement des émissions et l'échange transfrontalier de droits d'émission. Les résultats de l'étude, ci-dessous, révèlent que le recours au modèle IPM et à la modélisation de la qualité de l'air, peut fournir d'autres informations utiles sur les activités du Canada et des États-Unis en matière de gestion de la qualité de l'air.

H.1.1 Contexte du secteur de l'énergie électrique aux États-Unis et au Canada, et modèle du secteur de l'énergie électrique : l'Integrated Planning Model

Aux États-Unis, les programmes de plafonnement et d'échange sont depuis toujours axés sur le secteur de l'énergie électrique, qui constitue une importante source d'émissions nocives pour la qualité de l'air et dans lequel il est possible d'opérer des réductions de manière rentable. Les analyses qui ont été menées à l'appui de l'étude de faisabilité sur les initiatives de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission ont été concentrées sur le secteur de l'énergie électrique, ainsi que sur divers modèles existants

qui ont servi à créer et à concevoir des programmes de plafonnement et d'échange aux États-Unis. Dans les paragraphes qui suivent nous présentons et analysons le contexte dans lequel s'inscrivent des aspects importants du secteur de l'énergie électrique qui ont trait aux problèmes transfrontaliers. Nous fournissons en outre des informations de base sur la création et l'amélioration des outils de modélisation qui ont servi à mieux saisir les répercussions potentielles des initiatives de plafonnement et des initiatives transfrontalières de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission aux États-Unis et au Canada.

H.1.1.1 Le secteur de l'énergie électrique aux États-Unis et au Canada

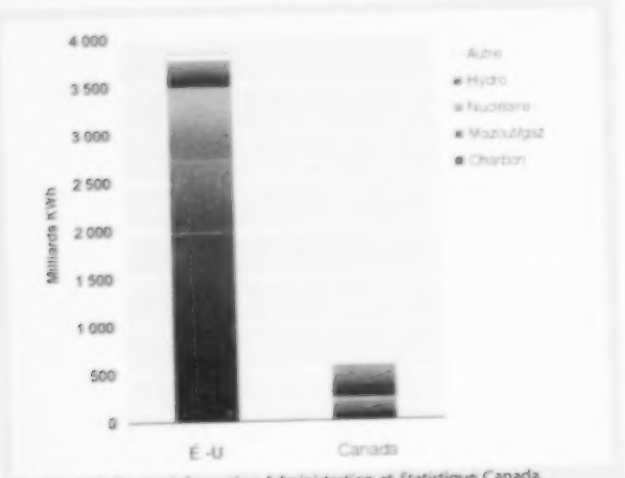
Aux États-Unis et au Canada, les secteurs de l'énergie électrique sont d'une taille, d'une étendue et d'une composition nettement différentes. En 2003, les sources d'électricité aux États-Unis ont produit environ 3 850 milliards de kilowattheures (kWh) pour répondre à la demande d'électricité, tandis que les sources canadiennes en ont produit environ 580 milliards. Aux États-Unis, plus de 70 % de cette électricité a été produite grâce à des combustibles fossiles — le charbon et le gaz naturel principalement — tandis qu'au Canada 26 % de la production a été obtenue grâce à des combustibles fossiles (figure H-1).

Au Canada, la plus grande partie de l'électricité provient de centrales hydroélectriques (60 %), le reste étant produit par des centrales à combustibles fossiles (26 %), des centrales nucléaires (12 %) et d'autres types d'unités, comme les éoliennes. Bien que l'eau soit la principale source de production à l'échelle du Canada, dans certaines provinces, telles que l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, la combustion du charbon joue un rôle important. Aux États-Unis, environ la moitié des centrales au charbon sont réparties un peu partout au pays, la majeure partie étant situées dans l'est. La figure H-2 est une carte des deux pays qui illustre les centrales électriques de plus de 25 mégawatts (MW) alimentées aux combustibles fossiles qui existent actuellement aux États-Unis et au Canada et qui servent d'intrants au modèle IPM. Le tableau H-1 illustre la capacité existante aux États-Unis et au Canada, par type de source.

Le brûlage des combustibles fossiles occasionne des émissions atmosphériques de SO_2 et de NO_x, d'importants précurseurs de la formation de particules fines ($P_{2,5}$) et d'ozone, qui contribuent à causer de graves effets préjudiciables à l'environnement et à la santé. Le secteur de l'énergie électrique est une source importante de ces deux polluants, et les émissions de SO_2 et de NO_x sont un aspect essentiel de n'importe quelle discussion menée dans le contexte transfrontalier. En 2003, le secteur de l'énergie électrique aux États-Unis a compté, à l'échelle nationale, pour 67 % des émissions totales de SO_2 et pour 22 % des émissions totales de NO_x. En 2002 au Canada, les chiffres correspondants sont d'environ 26 % des émissions totales de SO_2 et de 11 % des émissions de NO_x. (Pour plus de renseignements, voir les diagrammes à secteurs sur les émissions de SO_2 et de NO_x qui sont présentés à la figure A-9, au chapitre A.)

Les secteurs américain et canadien de l'énergie électrique sont intégrés, et l'électricité transite dans les deux sens, selon la demande saisonnière. Le Canada est généralement un exportateur net d'électricité aux États-Unis : entre 7 % et 9 % de la quantité totale d'électricité produite au pays est envoyée aux États-Unis. Habituellement, c'est lors des périodes de pointe que les sources canadiennes vendent aux États-Unis de l'électricité, de source hydroélectrique surtout. Bien que les mouvements d'électricité du Canada vers les États-Unis continuent d'être supérieurs aux mouvements en sens inverse, ces derniers se sont intensifiés depuis quelques années. En 2003, les États-Unis ont importé environ 5 milliards de kWh, soit environ 0,1 % de l'ensemble de l'électricité consommée dans ce pays.

Figure H-1 Production d'électricité au Canada et aux États-Unis, 2003



Source : U.S. Energy Information Administration et Statistique Canada.

Figure H-2 Emplacements et caractéristiques des centrales à combustibles fossiles des États-Unis et du Canada qui sont utilisées dans le IPM

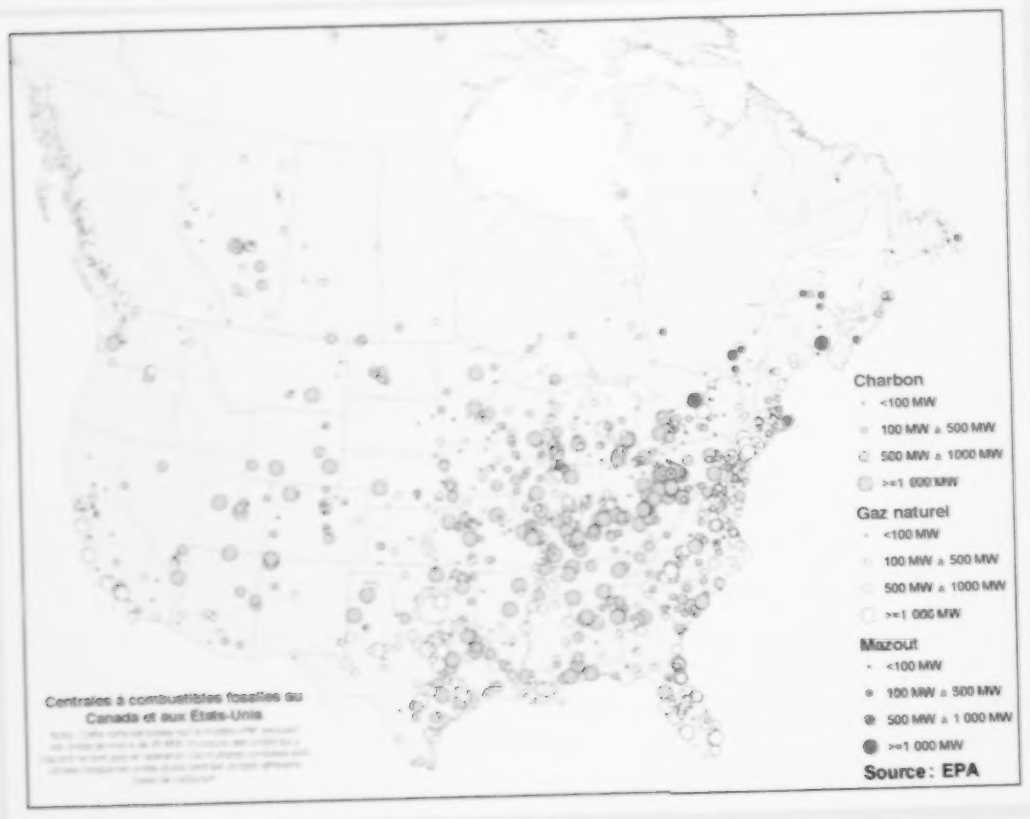


Tableau H-1 Capacité de production d'électricité existante, États-Unis et Canada, par source d'énergie

Source d'énergie	États-Unis (2002)		Canada (2003)	
	Nombre de centrales	Puissance nominale des centrales (MW)	Nombre de centrales	Puissance nominale des centrales (MW)
Charbon	1 566	338 199	58	16 901
Mazout/gaz	9 044	420 558	887	15 631
Nucléaire	104	104 933	15	11 155
Hydro	4 157	96 343	1 493	70 374
Autres	1 542	19 553	474	2 931
Total	16 413	979 586	2 927	116 991

Source : U.S. Energy Information Administration et Statistique Canada.

H.1.1.2 Le modèle du secteur de l'énergie électrique

Dans les discussions sur les répercussions des initiatives de plafonnement et d'échange, les États-Unis mettent depuis toujours l'accent sur le secteur de l'énergie électrique. L'EPA américaine a une vaste expérience des outils analytiques propres à ce secteur, lesquels ont contribué à éclairer et à orienter la politique environnementale ces quinze dernières années, depuis l'Acid Rain Program, en 1990, jusqu'à l'initiative réglementaire la plus récente de l'EPA en matière de plafonnement et d'échange, la Clean Air Interstate Rule (CAIR), promulguée en mars 2005. Le modèle IPM a servi à examiner les politiques antipollution atmosphérique axées sur le SO_2 et les NO_x sur l'ensemble du territoire contigu des États-Unis, et ce, pour l'ensemble du système d'énergie électrique. Dans le cadre de la présente étude de faisabilité, menée sous l'égide de la Stratégie sur la qualité de l'air transfrontalier, un module reflétant le secteur canadien de l'énergie électrique a été créé et ajouté à l'actuel modèle IPM qui porte sur le secteur de l'énergie électrique des États-Unis. En outre, le modèle IPM a été amélioré. Afin d'évaluer les effets des réductions des émissions avec et sans initiative transfrontalière de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission entre les deux pays, le modèle IPM a été appliqué en prenant pour base des scénarios de modélisation, dans lesquels des restrictions des émissions de SO_2 et de NO_x ont été imposées dans les deux pays. Outre la modélisation du secteur de l'énergie électrique, une modélisation de la qualité de l'air a aussi été effectuée.

La création du module canadien du modèle IPM est le fruit de la reconnaissance que le transport des émissions au-delà de la frontière canado-américaine ainsi que l'interdépendance et la restructuration grandissantes des marchés de l'électricité dans les deux pays confrontent les responsables canadiens et américains des politiques relatives à la qualité de l'air au défi de coordonner les moyens de limiter les émissions des centrales électriques. L'élaboration d'outils analytiques plus complexes, permettant d'examiner les problèmes transfrontaliers de la qualité de l'air, a été considérée comme une étape importante pour mieux connaître les émissions dans la région transfrontalière et évaluer d'éventuelles politiques en matière de qualité de l'air. Le module canadien du modèle IPM visait à atteindre les objectifs suivants :

- représenter le secteur canadien de l'énergie électrique (à l'exclusion des chaudières industrielles), de manière à soutenir l'analyse des problèmes transfrontaliers de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission, et être compatible avec les outils analytiques similaires de l'EPA;
- fournir des analyses du secteur de l'énergie électrique au Canada afin de cerner les caractéristiques géographiques.

Tableau H-1 Capacité de production d'électricité existante, États-Unis et Canada, par source d'énergie

Source d'énergie	États-Unis (2002)		Canada (2003)	
	Nombre de centrales	Puissance nominale des centrales (MW)	Nombre de centrales	Puissance nominale des centrales (MW)
Charbon	1 566	338 199	58	16 901
Mazout/gaz	9 044	420 558	887	15 631
Nucléaire	104	104 933	15	11 155
Hydro	4 157	96 343	1 493	70 374
Autres	1 542	19 553	474	2 931
Total	16 413	979 586	2 927	116 991

Source : U.S. Energy Information Administration et Statistique Canada.

H.1.1.2 Le modèle du secteur de l'énergie électrique

Dans les discussions sur les répercussions des initiatives de plafonnement et d'échange, les États-Unis mettent depuis toujours l'accent sur le secteur de l'énergie électrique. L'EPA américaine a une vaste expérience des outils analytiques propres à ce secteur, lesquels ont contribué à éclairer et à orienter la politique environnementale ces quinze dernières années : depuis l'Acid Rain Program, en 1990, jusqu'à l'initiative réglementaire la plus récente de l'EPA en matière de plafonnement et d'échange, la Clean Air Interstate Rule (CAIR), promulguée en mars 2005. Le modèle IPM a servi à examiner les politiques antipollution atmosphérique axées sur le SO_2 et les NO_x sur l'ensemble du territoire contigu des États-Unis, et ce, pour l'ensemble du système d'énergie électrique. Dans le cadre de la présente étude de faisabilité, menée sous l'égide de la Stratégie sur la qualité de l'air transfrontalier, un module reflétant le secteur canadien de l'énergie électrique a été créé et ajouté à l'actuel modèle IPM qui porte sur le secteur de l'énergie électrique des États-Unis. En outre, le modèle IPM a été amélioré. Afin d'évaluer les effets des réductions des émissions avec et sans initiative transfrontalière de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission entre les deux pays, le modèle IPM a été appliqué en prenant pour base des scénarios de modélisation, dans lesquels des restrictions des émissions de SO_2 et de NO_x ont été imposées dans les deux pays. Outre la modélisation du secteur de l'énergie électrique, une modélisation de la qualité de l'air a aussi été effectuée.

La création du module canadien du modèle IPM est le fruit de la reconnaissance que le transport des émissions au-delà de la frontière canado-américaine ainsi que l'interdépendance et la restructuration grandissantes des marchés de l'électricité dans les deux pays confrontent les responsables canadiens et américains des politiques relatives à la qualité de l'air au défi de coordonner les moyens de limiter les émissions des centrales électriques. L'élaboration d'outils analytiques plus complexes, permettant d'examiner les problèmes transfrontaliers de la qualité de l'air, a été considérée comme une étape importante pour mieux connaître les émissions dans la région transfrontalière et évaluer d'éventuelles politiques en matière de qualité de l'air. Le module canadien du modèle IPM visait à atteindre les objectifs suivants :

- représenter le secteur canadien de l'énergie électrique (à l'exclusion des chaudières industrielles), de manière à soutenir l'analyse des problèmes transfrontaliers de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission, et être compatible avec les outils analytiques similaires de l'EPA;
- fournir des analyses du secteur de l'énergie électrique au Canada afin de cerner les caractéristiques géographiques,

technologiques, économiques, financières, juridiques, opérationnelles et environnementales distinctes qu'il sera nécessaire d'intégrer dans un modèle du secteur canadien de l'énergie électrique;

- concevoir, programmer, mettre à l'essai, appliquer et documenter un modèle du secteur canadien de l'énergie électrique qui serait capable de fonctionner à la fois de manière indépendante et en combinaison avec les modèles des États-Unis, afin de pouvoir procéder à des analyses de principe sur les émissions transfrontalières;
- fournir des résultats à l'échelon national, régional et provincial, de même que des valeurs pour les émissions de sources ponctuelles, au niveau des unités, qui peuvent servir d'intrants pour les modèles relatifs aux effets sur l'atmosphère et la santé.

Il a été considéré que le modèle IPM présentait un certain nombre d'avantages importants en vue d'atteindre ces objectifs. L'IPM, un modèle bien établi du secteur de l'énergie électrique, est conçu pour aider les secteurs public et privé à analyser un large éventail de questions relatives à ce secteur. Il représente diverses activités économiques dans des créneaux clés des marchés énergétiques : les marchés des combustibles, les marchés des émissions et les marchés de l'électricité. Comme le modèle saisit les liens qui existent au sein des marchés de l'électricité, il est utile pour effectuer des analyses intégrées à propos des répercussions que des politiques réglementaires de rechange peuvent avoir sur le secteur de l'énergie électrique. Dans le passé, l'IPM a été utilisé à des fins diverses : planification de la capacité, analyse des politiques environnementales et planification de la conformité, prévision des prix de gros et évaluation des actifs. La façon dont l'IPM représente le secteur de l'énergie électrique bénéficie d'un degré élevé de crédibilité, fruit d'une utilisation bien établie de la part d'un large éventail de clients des secteurs privé et public, ainsi que de son application à grande échelle dans le cadre de l'analyse et de l'élaboration de politiques concernant les émissions aux États-Unis. Il convient particulièrement bien à une modélisation du fonctionnement du système nord-américain de l'énergie électrique en raison de son illustration richement détaillée du secteur, de sa représentation minutieuse du comportement des unités génératrices d'électricité (UGE) sur le plan de l'expansion de la capacité et de la répartition, ainsi que de sa représentation ascendante des émissions, des techniques antipollution et des combustibles. L'IPM comporte également une vaste série d'options réglementaires propices à la mise en œuvre de politiques de réduction des émissions, depuis les politiques classiques « contraignantes » jusqu'aux programmes de plafonnement et d'échange axés sur les conditions du marché.

Le modèle IPM offre la capacité de projeter les résultats jusqu'au niveau des unités génératrices, et il produit des extrants qui peuvent être utilisés dans d'autres modèles (des modèles atmosphériques, de dépôts, d'effets sur la santé, de coûts-avantages, etc.). Vu que l'EPA se sert déjà de l'IPM pour modéliser le secteur de l'énergie électrique aux États-Unis, il y aurait une compatibilité structurelle directe entre les modèles américain et canadien. Cela permettrait aussi au Canada de tirer avantage du travail de modélisation déjà fait aux États-Unis et de la compétence acquise en ce domaine, ce qui favoriserait la mise au point plus éclairée, rapide et rentable de modèles. Ses applications pour l'EPA sont très documentées, et il a de longs antécédents d'examen public et d'examen de la part de pairs spécialisés.

Le Canada a axé ses efforts sur le module canadien de l'IPM, qui est destiné à représenter le secteur de l'énergie électrique canadien, comme le fait le modèle IPM qu'utilise l'EPA. Ce secteur englobe les centrales électriques qui vendent la majeure partie de leur production au réseau de distribution. Toutes les provinces sont incluses.

Le modèle IPM permet de modéliser de nombreux polluants dans le secteur de l'électricité, dont le dioxyde de carbone, le mercure et les particules (P), mais le module canadien est axé sur le SO_2 et les NO_X.

Pour ce qui est du module canadien, une base de données sur les UGE existantes a été créée, et celle-ci incluait les unités hydroélectriques, les unités nucléaires, les unités à combustibles fossiles, les unités alimentées à la biomasse et les autres unités alimentées à des combustibles non fossiles. La base de données incluait aussi les caractéristiques précises des UGE existantes, comme les capacités de production, les types d'unités, les types de combustibles utilisés, les disponibilités des unités, les taux d'émission et les rendements thermiques. Le module canadien exigeait de caractériser la demande nationale et régionale en électricité, la demande de pointe, ainsi que les courbes de durée de la charge par saison, de même que les capacités d'interconnexion de transport, les facteurs de perte et les charges pour le réseau de transport reliant les diverses régions du Canada, de même que le réseau de transport commun entre le Canada et les États-Unis.

Des caractérisations de coût et de rendement ont également été établies pour les nouvelles UGE et pour les techniques antipollution. On a pris soin de demeurer aligné sur les hypothèses du modèle IPM américain en utilisant la même base pour estimer le coût et le rendement des techniques de production et des techniques antipollution. Cette mesure avait pour but de garantir que les résultats (possibilités d'échange, coûts d'observation, etc.) refléteraient les différences réelles dans les caractéristiques du système (niveaux de réduction des émissions, taux d'émission, possibilités de réduction actuels) et non le fait que les modèles américain et canadien présumaient que les techniques antipollution comportent des coûts fondamentalement différents. Il était indispensable que les intrants des deux modèles reflètent les différences réelles entre les deux pays.

Une série d'hypothèses financières ont été mises au point en se fondant à la fois sur la contribution « spécialisée » de ministères fédéraux canadiens et le modèle IPM Base Case (voir la section 2.1.6) de l'EPA. Des structures et des projections du prix des combustibles ont été établies pour le charbon, le gaz naturel, le mazout, l'orimulsion, la biomasse et le combustible nucléaire. La législation et la réglementation fédérales et provinciales qui avaient une incidence sur les émissions de NO_X et de SO_2 provenant du secteur de l'énergie électrique ont elles aussi été prises en compte.

L'élaboration du module canadien du modèle IPM n'aurait pu être possible sans le soutien, les conseils, l'expérience, l'orientation et les connaissances de l'EPA. Il est possible de consulter un rapport technique détaillé, où sont exposés toutes les hypothèses et tous les intrants du module canadien du modèle IPM, sur le site Web *Branché sur l'air pur* d'Environnement Canada, à l'adresse : **http://www.ec.gc.ca/cleanair-airpur/Can-US_Border_Air_Quality_Strategy-wsd6f2b21E-1_Fr.htm**. Il est possible aussi de prendre connaissance de la documentation relative au modèle IPM de l'EPA en consultant le site Web de l'EPA, à l'adresse : **http://www.epa.gov/airmarkets/epa-ipm/**.

H.1.1.3 Post-traitement des projections sur émissions du secteur de l'énergie électrique du modèle IPM pour la modélisation de la qualité de l'air

Pour effectuer des modélisations de la qualité de l'air en se servant des projections sur les émissions de l'IPM pour le secteur de l'énergie électrique, l'EPA recourt à un processus particulier pour transformer et améliorer les fichiers de sortie de l'IPM de manière à ce qu'ils reflètent mieux les conditions exactes des UGE, pour ce qui est des émissions et des caractéristiques des unités. La méthode de post-traitement consiste à prendre les fichiers de sortie de l'IPM et à les convertir en

fichiers d'entrée pour modéliser de la qualité de l'air. Cette technique rehausse l'utilité des fichiers de sortie de l'IPM en ajoutant d'autres paramètres importants pour la modélisation de la qualité de l'air, tels que des estimations des émissions additionnelles, des paramètres de cheminées et des informations sur les unités, ainsi qu'en désagrégeant et en implantant des unités, et en ajoutant des identificateurs.

Ce post-traitement des fichiers du modèle IPM — c'est-à-dire leur conversion en fichiers d'entrée pour modéliser la qualité de l'air — se fait depuis près d'une dizaine d'années dans le secteur de l'énergie électrique aux États-Unis. Ce processus a été élargi de façon à englober le secteur canadien de l'énergie électrique. Grâce à la collaboration entre l'EPA et Environnement Canada, les données d'emplacement et de configuration nécessaires pour les UGE canadiennes ont été recueillies, et des fichiers d'entrée ont été créés pour modéliser la qualité de l'air. Il s'agit là d'un net progrès pour ce qui est de la création de modèles de la qualité de l'air dans le secteur nord-américain de l'énergie électrique, car antérieurement ces modèles ne disposaient pas d'informations aussi précises au sujet des UGE canadiennes. Il reste encore du travail à faire pour améliorer les informations actuellement disponibles, mais cela représente un grand pas en avant qui a contribué à l'analyse des scénarios transfrontaliers de plafonnement et d'échange.

H.1.2 Modèles de la qualité de l'air

Des travaux de modélisation de la qualité de l'air ont été réalisés par le Canada et les États-Unis afin d'évaluer les répercussions d'un scénario de plafonnement et d'échange sur la qualité de l'air. Depuis longtemps, les deux pays conçoivent et appliquent des modèles de la qualité de l'air pour analyser des scénarios de limitation des émissions atmosphériques polluantes. Les deux pays ont effectué par le passé des travaux communs de modélisation, notamment dans le cadre des études menées dans les années 1980 sous l'égide du National Acid Precipitation Assessment Program (NAPAP) et, plus récemment, dans la préparation des évaluations scientifiques Canada–États-Unis sur l'ozone au niveau du sol et le transport frontalier de particules. Ce dont il est question dans ces dernières s'appuie sur les travaux communs de modélisation réalisés en vertu de la plus récente évaluation scientifique Canada–États-Unis portant sur le transport frontalier des particules, dont le rapport a été diffusé en février 2005 et peut être consulté en ligne à l'adresse **http://www.ec.gc.ca/pdb/can_us/canus_links_f.cfm**.

Les modélisations de la qualité de l'air qu'ont effectuées les États-Unis au sujet des $P_{2,5}$, de la visibilité et des dépôts acides ont été réalisées au moyen du Community Multiscale Air Quality Model (CMAQ). Le modèle CMAQ est le fruit d'une collaboration scientifique et technique entre des centaines de chercheurs du monde entier, au cours des dix dernières années, qui a donné naissance à un système de modélisation ultramoderne permettant d'analyser les conséquences des émissions sur les indicateurs d'intérêt de la qualité de l'air, comme les concentrations de $P_{2,5}$, les dépôts acides et la visibilité. Le scénario de modélisation « de référence » du CMAQ employé dans cette étude reposait sur les travaux exécutés et documentés en détail pour la Clean Air Interstate Rule (pour plus de détails sur la configuration du modèle, l'inventaire des émissions de l'année de référence et la météorologie, voir le document d'appui technique à la modélisation de la qualité de l'air à l'adresse **http://www.epa.gov/cair/technical.html**). L'année de référence pour cette étude est 2001, comme dans la récente analyse de la CAIR menée par l'EPA. Environnement Canada ayant fourni des estimations actualisées des sources d'émissions canadiennes dans le cadre de la présente étude de faisabilité. On a recouru au modèle CMAQ pour présenter des résultats illustrant les répercussions, sur la qualité de l'air, d'un scénario transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission. Comme on peut le voir au tableau H-2, on a

Tableau H-2 Données indiquant les changements prévus dans les paramètres environnementaux, selon une modélisation de la qualité de l'air d'un scénario transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission

Modèle	Période	Paramètre	Figure
CMAQ	Annuelle	Moyenne ($P_{2,5}$)	15-17
AURAMS	Épisode hivernal	Moyenne ($P_{2,5}$)	18
AURAMS	Épisode estival	Moyenne ($P_{2,5}$)	19
AURAMS	Épisode estival	Pointe (O_3)	20
CMAQ	Annuelle	Dépôts totaux de S	21
CMAQ	Annuelle	Dépôts totaux de N oxydé	22
CMAQ	Annuelle	Visibilité (deciview)	23

produit des estimations annuelles des concentrations moyennes de $P_{2,5}$, de la visibilité et des dépôts acides pour chacun des scénarios des deux modèles.

Les modélisations épisodiques canadiennes ont été réalisées à l'aide du système AURAMS (Système unifié de la modélisation de la qualité de l'air). Les simulations du système AURAMS ont été effectuées pour deux épisodes (l'un en été, l'autre en hiver) en vue d'évaluer l'impact relatif de chaque scénario modélisé par l'IPM. La simulation estivale couvre la période du 1er au 19 juillet 1995, et englobe un épisode d'ozone régional qui est également associé à des concentrations élevées de particules. La simulation hivernale couvre la période du 1er au 16 février 1998. La période de simulation de février 1998 a été choisie à cause de la survenue d'un épisode de P régional hivernal sur une large partie du nord-est de l'Amérique du Nord durant la deuxième semaine de la période.

Dans le modèle CMAQ des États-Unis et dans le modèle AURAMS du Canada, pour chaque scénario modélisé, les émissions des centrales électriques que l'IPM avait prévues ont servi à remplacer les émissions des centrales, et toutes les autres émissions sont demeurées constantes par rapport aux valeurs de simulation liées à l'année de référence 2001. C'est pourquoi les changements observés dans les extrants du modèle ont été isolés des effets du scénario de plafonnement et d'échange donné.

H.1.2.1 Le modèle de la qualité de l'air AURAMS

L'AURAMS est un système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air qu'Environnement Canada a mis au point à des fins de recherche et d'élaboration de politiques. Conçu comme un système à « atmosphère unique », l'AURAMS permet d'étudier les interactions entre les NO_x, les COV, l'ammoniac, l'ozone, et les particules primaires et secondaires au moyen de réactions aqueuses, gazeuses et hétérogènes. L'efficacité du modèle AURAMS a été documentée dans les ouvrages approuvés par les experts (Bouchet et coll., 2003; Makar et coll., 2003, 2005; Gong et coll., 2005), et le modèle a été utilisé à la fois pour des évaluations mixtes États-Unis-Canada (*Évaluation scientifique portant sur le transport frontalier des particules*) et pour des expériences communes États-Unis-Canada (McKeen et coll., 2005).

C'est la version 1.1 du modèle AURAMS dont nous nous sommes servis pour l'étude de faisabilité. Au nombre des mises à jour effectuées par rapport à la version utilisée pour *L'évaluation scientifique Canada-États-Unis sur le transport frontalier des particules* figuraient les suivantes : un élargissement du domaine de modélisation de manière à englober la partie ouest du continent, une optimisation des modules chimiques, de même qu'un calcul pour mesurer l'ascension des panaches. La figure H-3 illustre le domaine de modélisation de l'AURAMS, lequel englobe la

Tableau H-2 Données indiquant les changements prévus dans les paramètres environnementaux, selon une modélisation de la qualité de l'air d'un scénario transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission

Modèle	Période	Paramètre	Figure
CMAQ	Annuelle	Moyenne ($P_{2,5}$)	15-17
AURAMS	Épisode hivernal	Moyenne ($P_{2,5}$)	18
AURAMS	Épisode estival	Moyenne ($P_{2,5}$)	19
AURAMS	Épisode estival	Pointe (O_3)	20
CMAQ	Annuelle	Dépôts totaux de S	21
CMAQ	Annuelle	Dépôts totaux de N oxydé	22
CMAQ	Annuelle	Visibilité (deciview)	23

produit des estimations annuelles des concentrations moyennes de $P_{2,5}$, de la visibilité et des dépôts acides pour chacun des scénarios des deux modèles.

Les modélisations épisodiques canadiennes ont été réalisées à l'aide du système AURAMS (Système unifié de la modélisation de la qualité de l'air). Les simulations du système AURAMS ont été effectuées pour deux épisodes (l'un en été, l'autre en hiver) en vue d'évaluer l'impact relatif de chaque scénario modélisé par l'IPM. La simulation estivale couvre la période du 1er au 19 juillet 1995, et englobe un épisode d'ozone régional qui est également associé à des concentrations élevées de particules. La simulation hivernale couvre la période du 1er au 16 février 1998. La période de simulation de février 1998 a été choisie à cause de la survenue d'un épisode de P régional hivernal sur une large partie du nord-est de l'Amérique du Nord durant la deuxième semaine de la période.

Dans le modèle CMAQ des États-Unis et dans le modèle AURAMS du Canada, pour chaque scénario modélisé, les émissions des centrales électriques que l'IPM avait prévues ont servi à remplacer les émissions des centrales, et toutes les autres émissions sont demeurées constantes par rapport aux valeurs de simulation liées à l'année de référence 2001. C'est pourquoi les changements observés dans les extrants du modèle ont été isolés des effets du scénario de plafonnement et d'échange donné.

H.1.2.1 Le modèle de la qualité de l'air AURAMS

L'AURAMS est un système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air qu'Environnement Canada a mis au point à des fins de recherche et d'élaboration de politiques. Conçu comme un système à « atmosphère unique », l'AURAMS permet d'étudier les interactions entre les NO_x, les COV, l'ammoniac, l'ozone, et les particules primaires et secondaires au moyen de réactions aqueuses, gazeuses et hétérogènes. L'efficacité du modèle AURAMS a été documentée dans les ouvrages approuvés par les experts (Bouchet et coll., 2003; Makar et coll., 2003, 2005; Gong et coll., 2005), et le modèle a été utilisé à la fois pour des évaluations mixtes États-Unis-Canada (*Évaluation scientifique portant sur le transport frontalier des particules*) et pour des expériences communes États-Unis-Canada (McKeen et coll., 2005).

C'est la version 1.1 du modèle AURAMS dont nous nous sommes servis pour l'étude de faisabilité. Au nombre des mises à jour effectuées par rapport à la version utilisée pour *L'évaluation, scientifique Canada-États-Unis sur le transport frontalier des particules* figuraient les suivantes : un élargissement du domaine de modélisation de manière à englober la partie ouest du continent, une optimisation des modules chimiques, de même qu'un calcul pour mesurer l'ascension des panaches. La figure H-3 illustre le domaine de modélisation de l'AURAMS, lequel englobe la

Figure H-3 Carte du domaine de modélisation AURAMS utilisé dans l'étude de faisabilité

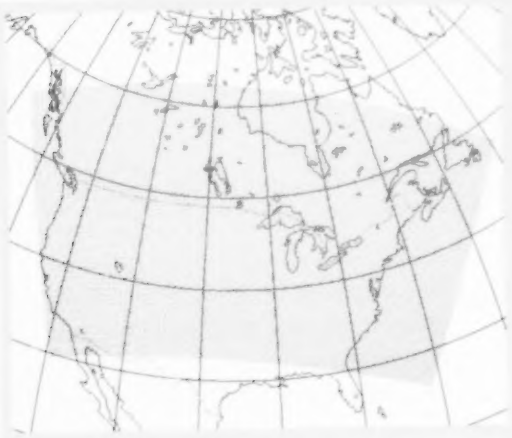


Figure H-4 Carte du domaine de modélisation CMAQ utilisé pour la CAIR

totalité des provinces canadiennes et des États américains situés entre les 30e et 60e degrés de latitude nord, avec une résolution horizontale d'environ 42 km sur 42 km.

H.1.2.2 Le modèle de la qualité de l'air CMAQ

Le système de modélisation CMAQ est un modèle de qualité de l'air eulérien exhaustif, tridimensionnel et à quadrillage, conçu pour estimer les concentrations et les dépôts de particules sur de vastes échelles spatiales (Dennis et coll., 1996; Byun et Ching, 1999; Byun et Schere, 2004). Le CMAQ est un modèle de pointe, accessible au public et approuvé par les experts, qui consiste en un certain nombre d'attributs scientifiques qui sont indispensables pour simuler les précurseurs oxydants et les relations chimiques organiques et inorganiques non linéaires que l'on associe à la formation d'aérosols organiques, de sulfates et de nitrates. Le CMAQ simule également le transport et le piégeage de particules directement émises, différenciées comme suit : carbone élémentaire, matière crustale, nitrates, sulfates et aérosols organiques.

C'est la version 4.3 du CMAQ (Byun et Schere, 2004) qui a été utilisée pour la présente étude de faisabilité. Cette version incorpore les mises à jour apportées aux versions antérieures dans un certain nombre de secteurs en vue d'améliorer les aspects scientifiques sous-jacents et de donner suite aux commentaires découlant de l'examen effectué par les pairs. La version du modèle est la même que celle qui a été utilisée pour la modélisation de la CAIR et qui est exposée en détail dans le document de soutien technique (DST) concernant la modélisation de la qualité de l'air de la CAIR (DST CAIR) (**http://www.epa.gov/cair/pdfs/finaltech02.pdf**). En outre, les conditions météorologiques, initiales et limites utilisées dans cette version sont les mêmes que celles qui ont été utilisées dans la modélisation de la CAIR, comme il est indiqué en détail dans le DST CAIR. Enfin, le domaine de modélisation du CMAQ était le même que celui qui a été utilisé pour l'analyse de la CAIR, c'est-à-dire qu'il englobe les 48 États continentaux des États-Unis ainsi que des parties du Canada et du Mexique (comme l'illustre la figure IV-1, qui est présentée à la fin de la section IV du DST CAIR et reproduite dans le présent document à la figure H-4). Le domaine de modélisation s'étend du 126e au 66e degré de longitude ouest et du 24e au 52e degré de latitude nord. Les mailles horizontales de la cellule sont d'une superficie d'environ 36 km sur 36 km. Le domaine de modélisation comporte 14 couches

Tableau H-3 Plafond des émissions pour les États-Unis et le Canada

		Plafond des émissions (en millions de tonnes courtes) [1]		
	Année	États-Unis	Canada	Plafonds trans-frontaliers communs
SO_2	2010	4,5	0,5	5,0
	2018	3,0	0,3	3,3
NO_x Est	2008	1,6	0,05	1,6
	2018	1,2	0,04	1,2
NO_x Ouest	2008	0,5	0,09	0,6

[1] Une tonne = 1,1 tonne courte

verticales, et la partie supérieure du domaine de modélisation se situe à environ 16 200 mètres, ou 100 millibars (mbar).

H.2 SCÉNARIOS DE MODÉLISATION D'UN PROGRAMME TRANS-FRONTALIER DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DES ÉMISSIONS DE SO_2 ET DE NO_x

En prenant pour base la version améliorée d'IPM, qui est capable de modéliser un système d'énergie électrique intégré États-Unis–Canada, divers scénarios de modélisation ont été établis en vue d'évaluer les répercussions possibles de plafonds et d'échanges transfrontaliers. Pour ce qui est des plafonds des émissions dans le secteur de l'électricité dans le cadre d'un système de plafonnement et d'échange, il a été décidé de plafonner les émissions de SO_2 et de NO_x en se fondant sur les niveaux décrits dans le projet Clear Skies des États-Unis de 2003. Ce projet de loi a été analysé et modélisé aux États-Unis. Il importe de souligner que ces niveaux de plafonnement n'ont été utilisés qu'à des fins explicatives.

Le principal scénario, le scénario d'échange utilisé pour l'analyse est celui qui applique les niveaux de plafonnement du projet de loi Clear Skies (2003) pour le SO_2 et les NO_x, aux États-Unis comme au Canada, et qui permet d'effectuer des échanges transfrontaliers. Les plafonds canadiens ont été établis en appliquant la réduction en pourcentage qui reflète à peu près l'objectif que le projet Clear Skies (2003) est conçu pour atteindre aux États-Unis. Les plafonds américains et canadiens ont ensuite été combinés de façon à obtenir, pour les deux pays, un seul plafond commun tant pour le SO_2 que pour les NO_x. Il est à noter que, dans ce scénario, les plafonds relatifs au SO_2 et aux NO_x englobent toutes les UGE à combustibles fossiles ayant une capacité supérieure à 25 MW et produisant de l'électricité à vendre au réseau.

Un scénario de référence a aussi été modélisé. Ce dernier inclut tous les programmes antipollution qui étaient en place en 2004 et offre un point de comparaison qui permet de déterminer les répercussions additionnelles d'un scénario de réduction des émissions donné. Le scénario de référence du modèle incorpore, pour les États-Unis, le Titre IV du *Clean Air Act* (l'Acid Rain Program), le NO_x State Implementation Plan (SIP), divers règlements liés au New Source Review (NSR), et plusieurs règles étatiques concernant les émissions de SO_2 et de NO_x. Le scénario de référence n'inclut pas la CAIR, un règlement récent de l'EPA. Pour ce qui est du Canada, le scénario de référence comporte relatives toutes les exigences en vigueur relatives aux émissions de SO_2 et de NO_x dans le secteur de l'énergie électrique. Pour ce qui est des plafonds d'émission inclus dans le scénario de référence du Canada, il n'en existe qu'en Ontario et au Québec, où des plafonds annuels, à atteindre d'ici 2007, ont été fixés pour les émissions de NO_x. Le scénario de référence permet de comparer les politiques environnementales et d'en évaluer

Tableau H-3 Plafond des émissions pour les États-Unis et le Canada

	Année	Plafond des émissions (en millions de tonnes courtes) [1]		
		États-Unis	Canada	Plafonds transfrontaliers communs
SO_2	2010	4,5	0,5	5,0
	2018	3,0	0,3	3,3
NO_x Est	2008	1,6	0,05	1,6
	2018	1,2	0,04	1,2
NO_x Ouest	2008	0,5	0,09	0,6

[1] Une tonne = 1,1 tonne courte.

verticales, et la partie supérieure du domaine de modélisation se situe à environ 16 200 mètres, ou 100 millibars (mbar).

H.2 SCÉNARIOS DE MODÉLISATION D'UN PROGRAMME TRANSFRONTALIER DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DES ÉMISSIONS DE SO_2 ET DE NO_x

En prenant pour base la version améliorée l'IPM, qui est capable de modéliser un système d'énergie électrique intégré États-Unis–Canada, divers scénarios de modélisation ont été établis en vue d'évaluer les répercussions possibles de plafonds et d'échanges transfrontaliers. Pour ce qui est des plafonds des émissions dans le secteur de l'électricité dans le cadre d'un système de plafonnement et d'échange, il a été décidé de plafonner les émissions de SO_2 et de NO_x en se fondant sur les niveaux décrits dans le projet Clear Skies des États-Unis de 2003. Ce projet de loi a été analysé et modélisé aux États-Unis. Il importe de souligner que ces niveaux de plafonnement n'ont été utilisés qu'à des fins explicatives.

Le principal scénario, le scénario d'échange utilisé pour l'analyse est celui qui applique les niveaux de plafonnement du projet de loi Clear Skies (2003) pour le SO_2 et les NO_x, aux États-Unis comme au Canada, et qui permet d'effectuer des échanges transfrontaliers. Les plafonds canadiens ont été établis en appliquant la réduction en pourcentage qui reflète à peu près l'objectif que le projet Clear Skies (2003) est conçu pour atteindre aux États-Unis. Les plafonds américains et canadiens ont ensuite été combinés de façon à obtenir, pour les deux pays, un seul plafond commun tant pour le SO_2 que pour les NO_x. Il est à noter que, dans ce scénario, les plafonds relatifs au SO_2 et aux NO_x englobent toutes les UGE à combustibles fossiles ayant une capacité supérieure à 25 MW et produisant de l'électricité à vendre au réseau.

Un scénario de référence a aussi été modélisé. Ce dernier inclut tous les programmes antipollution qui étaient en place en 2004 et offre un point de comparaison qui permet de déterminer les répercussions additionnelles d'un scénario de réduction des émissions donné. Le scénario de référence du modèle incorpore, pour les États-Unis, le Titre IV du *Clean Air Act* (l'Acid Rain Program), le NO_x State Implementation Plan (SIP), divers règlements liés au New Source Review (NSR), et plusieurs règles étatiques concernant les émissions de SO_2 et de NO_x. Le scénario de référence n'inclut pas la CAIR, un règlement récent de l'EPA. Pour ce qui est du Canada, le scénario de référence comporte relatives toutes les exigences en vigueur relatives aux émissions de SO_2 et de NO_x dans le secteur de l'énergie électrique. Pour ce qui est des plafonds d'émission inclus dans le scénario de référence du Canada, il n'en existe qu'en Ontario et au Québec, où des plafonds annuels, à atteindre d'ici 2007, ont été fixés pour les émissions de NO_x. Le scénario de référence permet de comparer les politiques environnementales et d'en évaluer

les incidences, et ne reflète aucun scénario d'avenir prévu.

Les plafonds applicables à chaque pays, de même que les plafonds combinés, sont présentés au tableau H-3. Pour ce qui est des NO_X, deux plafonds distincts ont été modélisés de manière à refléter le projet Clear Skies (2003), dans lequel des zones distinctes ont été proposées pour les émissions de NO_X (voir la figure H-5), ainsi qu'un plafond national pour les émissions de SO_2.

Finalement, un troisième scénario, celui du « projet Clear Skies (2003) aux États-Unis seulement » a appliqué le scénario de référence au Canada avec aucune réduction additionelle des émissions, ni échange transfrontalier et, aux États-Unis, les plafonds d'émission du projet de loi Clear Skies avec échanges d'émissions. Ce troisième scénario a été établi afin de comparer les résultats aux États-Unis avec ou sans échanges transfrontaliers.

Outre le principal scénario d'échange, diverses analyses de sensibilité (pour plus de renseignements, voir la section H.3.6) ont également été modélisées afin d'aider à répondre à un certain nombre de questions importantes au sujet des échanges de droits, comme les bienfaits et les avantages de ces derniers, ainsi qu'à des questions portant sur la rigueur et l'équivalence des niveaux de plafonnement pour chaque pays.

H.3 RÉSULTATS CONCERNANT LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE, À L'AIDE DE L'*INTEGRATED PLANNING MODEL*

Le scénario d'échange a un impact différent sur le secteur de l'énergie électrique des deux pays, car, dans chacun de ceux-ci, ce secteur présente de nettes différences. Comme les émissions totales relevées au Canada sont nettement inférieures à celles relevées aux États-Unis, l'étendue des réductions au Canada sera nettement inférieure à celle des réductions que l'on anticiperait aux États-Unis. Pour se faire une idée générale des répercussions possibles des plafonds et des échanges transfrontaliers, ainsi que de la façon dont ces impacts sont propres à chaque pays, les résultats du modèle IPM qui s'appliquent aux deux pays sont présentés.

H.3.1 Émissions

Les figures H-6, H-7 et H-8 montrent, pour le scénario de référence et le scénario des échanges, le niveau étatique et provincial pour 2010 et 2020 des émissions annuelles de SO_2, des émissions annuelles de NO_X et des émissions estivales de NO_X, respectivement.

La modélisation du scénario d'échange avec plafonds et échanges transfrontaliers montre d'importantes réductions des émissions de SO_2 et de NO_X dans les deux pays. Plus précisément, pour les États-Unis (voir la figure H-9), les projections découlant de l'IPM sont semblables à l'analyse de la version originale du projet Clear Skies (2003).

Au Canada, pour les plafonds des émissions, sous le scénario d'échange, il est prévu que les émissions de NO_X et de SO_2 seront inférieures de 30 % environ en 2010, par rapport au scénario de référence, et inférieures de 40 % à 50 % en 2020 (figure H-10).

H.3.2 Prix des allocations

Lorsqu'on plafonne les sources canadiennes et qu'on les inclut dans un programme transfrontalier d'échange (scénario d'échange), les prix des allocations qui s'appliquent aux émissions de SO_2 et aux deux zones d'émission de NO_X ne diffèrent pas beaucoup de ce qu'ils seraient pour les États-Unis seulement dans le cadre du projet Clear Skies. En 2015, les prix des allocations concernant les émissions de NO_X Ouest augmentent lorsqu'on élargit le modèle du projet Clear Skies (2003) de façon à inclure le Canada, la seule différence notable.

Figure H-5 **Régions Est et Ouest du modèle concernant les NO_x**

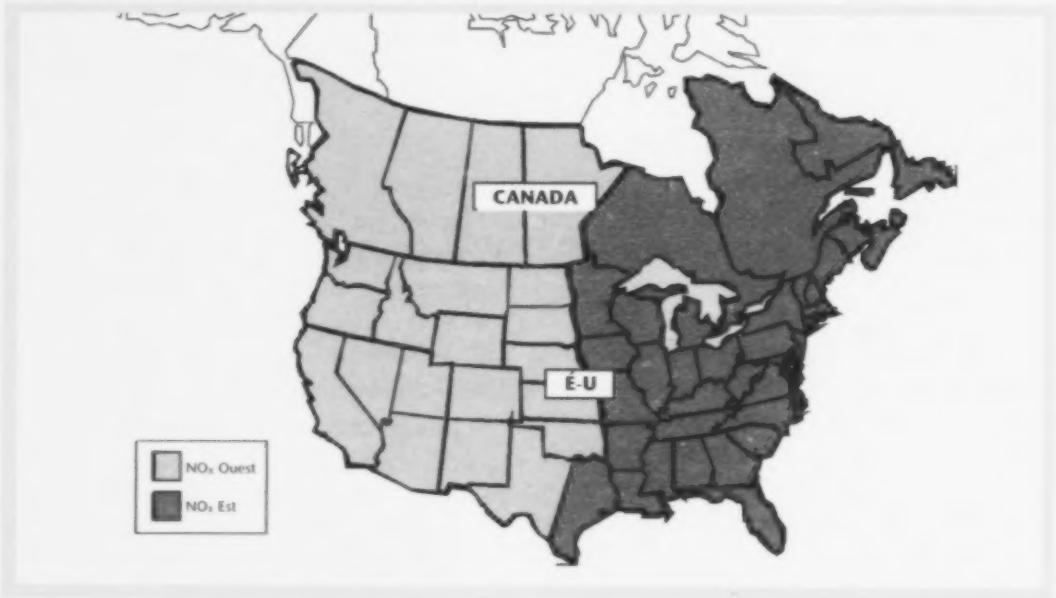


Figure H-6 **Émissions annuelles de SO_2 en 2010 et en 2020; comparaison entre le scénario de référence (sans plafond au Canada) et le scénario d'échange (avec plafonds au Canada et avec échanges transfrontaliers)**

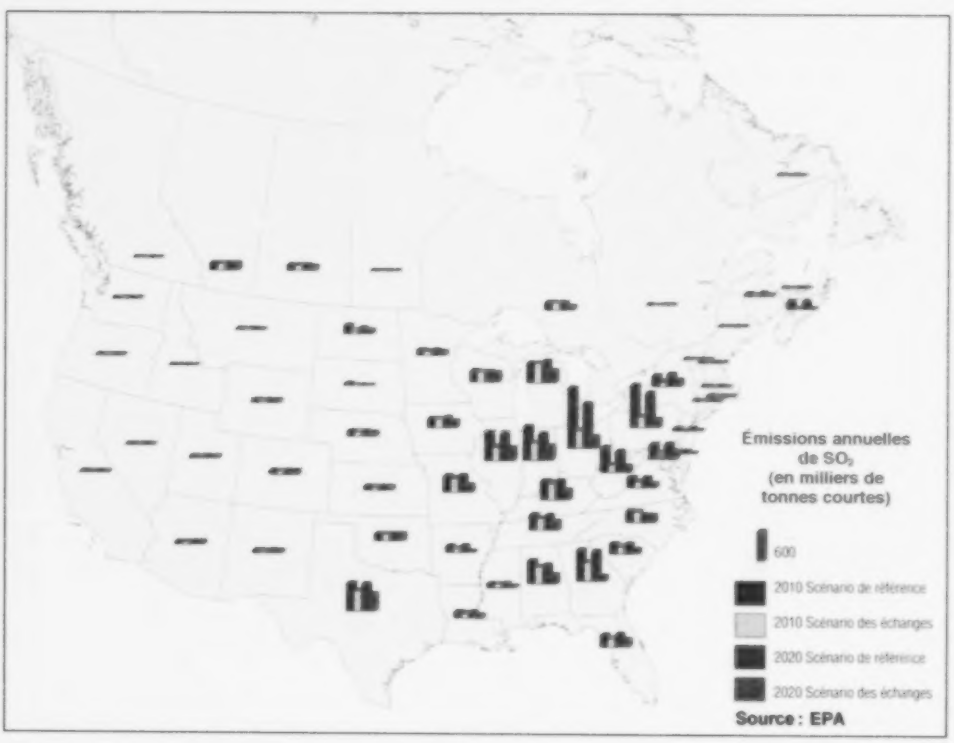


Figure H-7 Émissions annuelles de NO_X en 2010 et en 2020; comparaison entre le scénario de référence (sans plafond au Canada) et le scénario d'échange (avec plafonds au Canada et avec échanges transfrontaliers)

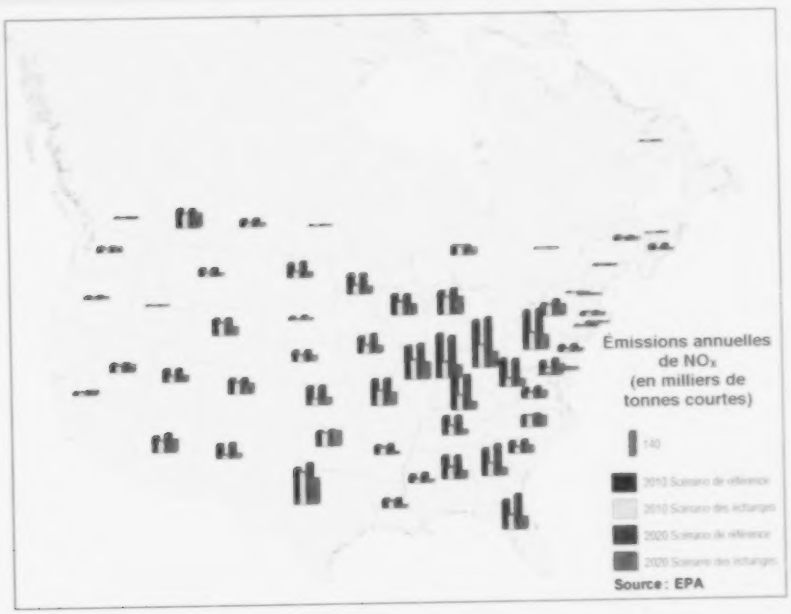


Figure H-8 Émissions estivales de NO_X en 2010 et en 2020; comparaison entre le scénario de référence (sans plafond au Canada) et le scénario d'échange (avec plafonds au Canada et avec échanges transfrontaliers)

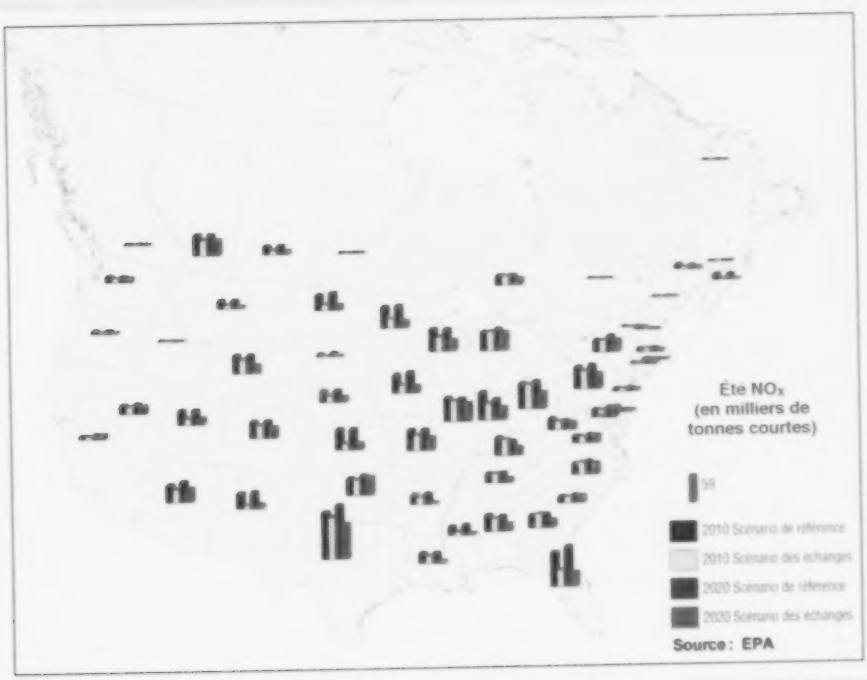
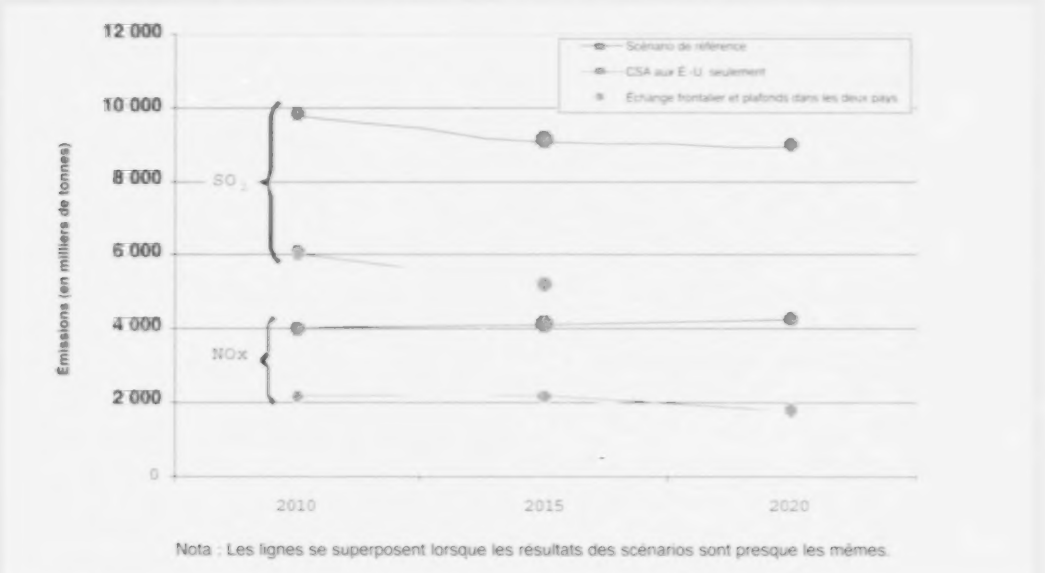


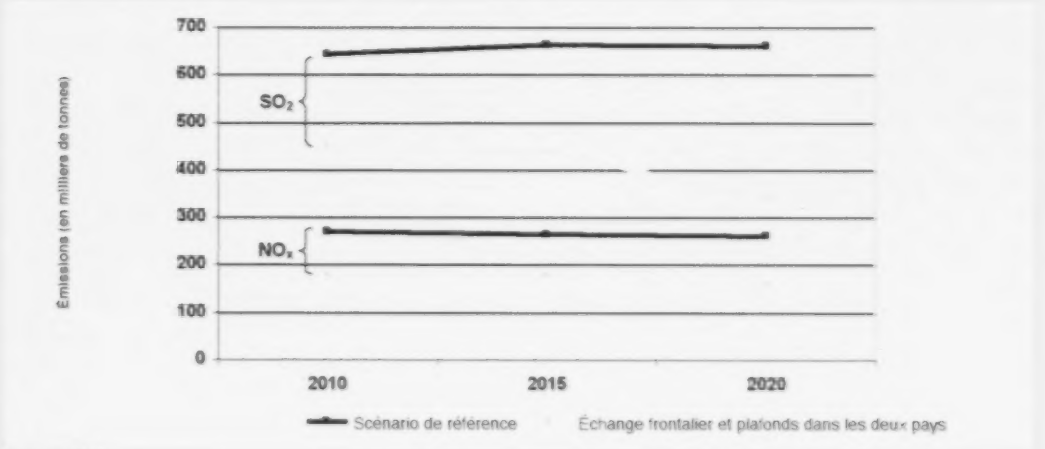
Figure H-9 Émissions de SO_2 et de NO_x provenant du secteur de l'électricité aux États-Unis – scénario de référence, Clear Skies U.S. et scénario d'échange



Nota : Les lignes se superposent lorsque les résultats des scénarios sont presque les mêmes.

Source : IPM

Figure H-10 Émissions de SO_2 et de NO_x provenant du secteur de l'électricité au Canada – scénario de référence et scénario d'échange



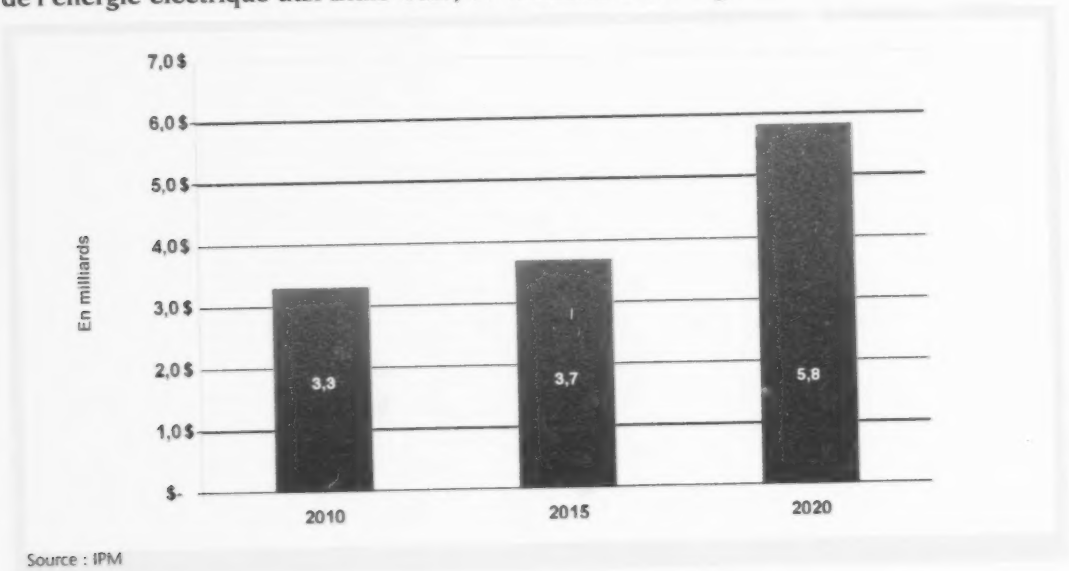
Source : IPM

H.3.3 Coûts

Pour les États-Unis, le coût additionnel annualisé total du modèle du projet Clear Skies (2003) change peu, avec ou sans échanges transfrontaliers avec le Canada (figure H-11). Le coût additionnel représente ce qu'il en coûterait de plus au secteur de l'énergie électrique pour réduire les émissions, comme l'exige le programme de plafonnement et d'échange. La différence de coûts se situe approximativement entre 100 millions et 180 millions de dollars (en dollars américains de 1999) en raison de légers changements dans la façon dont le secteur de l'énergie électrique choisit de respecter de la manière la plus rentable possible les plafonds des émissions.

Comme prévu, au Canada, en obligeant le secteur de l'énergie électrique à réduire ses émissions au moyen de plafonds, le scénario

Figure H-11 Coûts annuels additionnels au scénario de référence, pour le secteur de l'énergie électrique aux États-Unis, du scénario d'échange



Source : IPM

d'échange qui comprend les plafonds et les échanges transfrontaliers coûtera au secteur de l'électricité canadien plus que dans le cadre du scénario de référence qui ne comporte aucune réduction des émissions. Si l'on se fie aux modélisations effectuées, le coût annualisé additionnel total d'un programme transfrontalier de plafonnement et d'échange au Canada, par rapport au scénario de référence, varie de 130 millions de dollars américains en 2010 à environ 460 millions de dollars américains en 2020 (voir la figure H-12).

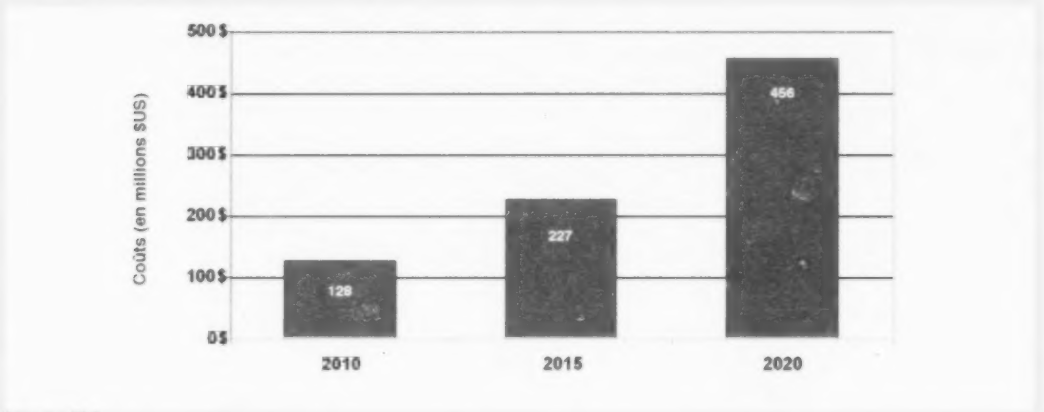
H.3.4 Production d'électricité

Selon les projections du modèle IPM, les États-Unis finiront par devenir un exportateur net d'électricité vers le Canada, ce qui concorde avec les tendances générales relevées au cours des 10 à 20 dernières années dans le domaine de la production d'électricité. Le scénario d'échange, qui comprend les plafonds et les échanges transfrontaliers, ne modifie pas dans une large mesure cette projection, car le changement dans la quantité d'électricité envoyée par les États-Unis au Canada représente moins d'un dixième de 1 % de la production totale aux États-Unis et moins de sept dixièmes de 1 % de la production totale au Canada. D'ici 2020, le Canada importera 8,1 térawattheures (tWh) d'électricité nette selon le cadre du scénario de plafonnement et d'échange transfrontalier et 12 tWh selon le scénario de référence. On relève donc la même tendance dans les deux scénarios : en 2020, le Canada dépendra moins de l'électricité importée des États-Unis selon le scénario de plafonnement et d'échange transfrontalier que dans le cas du scénario de référence.

H.3.5 Combinaison des sources de production d'électricité

La combinaison des sources de production totales aux États-Unis ne change pas beaucoup (figure H-13). Dans le même ordre d'idées, la combinaison des sources de production totales au Canada ne présente pas de grands changements selon le scénario de plafonnement et d'échange transfrontalier (figure H-14). On relève toutefois de légères variations dans la combinaison de sources de production selon le scénario de plafonnement et d'échange transfrontalier, par rapport au scénario de référence. La production canadienne d'électricité dans les centrales alimentées au gaz naturel

Figure H-12 Coûts annuels additionnels, pour le secteur de l'énergie électrique au Canada du scénario d'échange



Source : IPM

est censée augmenter légèrement, tandis que la production d'électricité dans les centrales alimentées au charbon devrait diminuer quelque peu, selon le scénario de plafonnement et d'échange transfrontalier.

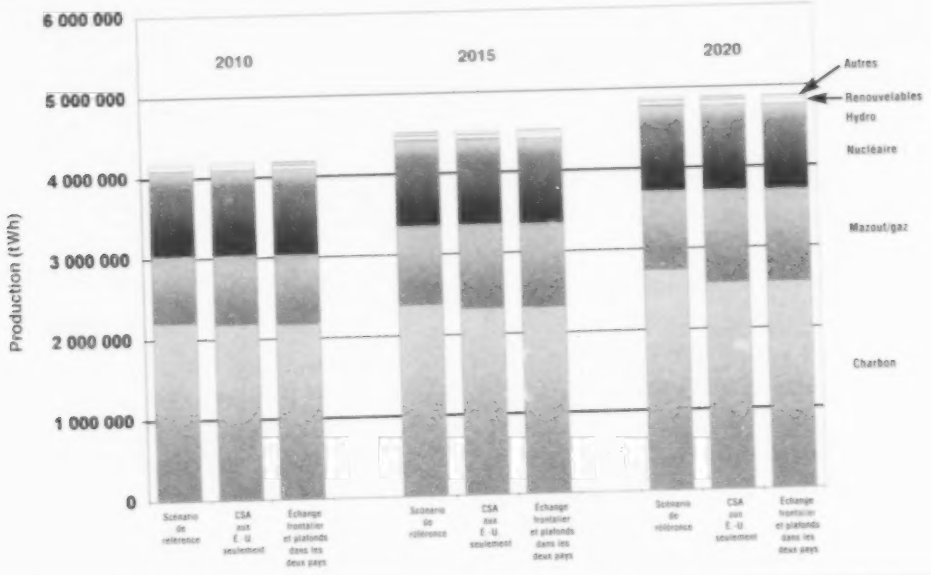
H.3.6 Analyses de sensibilité fondées sur le modèle IPM

Pour mieux comprendre la question des plafonds et des échanges transfrontaliers, une série d'analyses de sensibilité a été menée en prenant pour base l'IPM en vue de répondre à des questions concernant les avantages d'un système de plafonnement et d'échange pour les deux pays, ainsi que les niveaux de réduction ou les coûts qui seraient possibles au Canada si le secteur de l'énergie électrique au Canada appliquait des réductions d'émission. Les analyses de sensibilité ont aussi porté sur l'impact des échanges transfrontaliers assortis d'un plafond plus strict pour les émissions de SO_2 au Canada, ainsi que sur les différences de coûts et d'émissions au Canada entre divers plafonds d'émission imposés au secteur canadien de la production d'électricité, avec ou sans échanges transfrontaliers et les impacts d'une autre stratégie de réduction des émissions moins souple. (Il est important de noter que les analyses ont modélisé l'échange d'émission au Canada seulement lorsque les échanges transfrontaliers étaient disponibles.)

Il ressort clairement des analyses de sensibilité que le niveau du plafond a une incidence majeure sur les coûts que le secteur de l'énergie électrique doit supporter, la distribution des coûts, l'emplacement des réductions des émissions et l'ampleur de ces dernières, de même que sur l'ampleur des avantages obtenus sur le plan de l'environnement et de la qualité de l'air. Le fait d'imposer un plafond canadien plus strict pour les émissions de SO_2 et de permettre des échanges transfrontaliers donne lieu à des réductions additionnelles et à une légère hausse des coûts dans les deux pays.

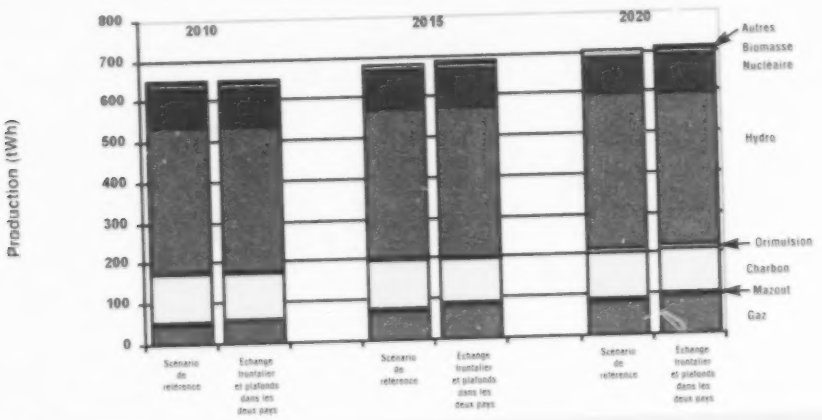
En outre, d'après les analyses de sensibilité, il serait nettement moins coûteux d'atteindre les limites de réduction des émissions dans le secteur de l'énergie électrique au Canada s'il était possible de procéder à des échanges transfrontaliers. Les analyses montrent que, étant donné qu'il en coûte moins pour le secteur de l'énergie électrique d'atteindre les réductions des émissions avec les échanges transfrontaliers que sans ces derniers, si le coût était l'élément moteur, le secteur de l'énergie électrique pourrait se permettre de réduire nettement moins d'émissions si des échanges transfrontaliers n'étaient pas disponibles. Ces résultats

Figure H-13 Scénarios d'échange et de référence, Clear Skies U.S. – combinaison des sources de production d'électricité aux États-Unis



CSA = Clear Skies (2003)
Source : IPM

Figure H-14 Scénarios d'échange et de référence – combinaison des sources de production d'électricité au Canada



Source : IPM

s'expliquent principalement par la souplesse qu'offrent les échanges, car une souplesse accrue permet aux sources de trouver le moyen le plus rentable de réduire les émissions. Au Canada, le même niveau de réductions sans cette souplesse (c.-à-d. en l'absence d'échange transfrontalier) coûterait approximativement entre 130 et 230 millions de dollars de plus en coût, selon l'année. De plus, le même niveau de coûts sans cette même souplesse (c.-à-d. en l'absence d'échange transfrontalier) permettrait vraisemblablement d'opérer moins

de réductions, aussi bien dans les émissions de SO_2 (entre 80 000 et 125 000 tonnes de moins) que dans les émissions de NO_x (de 35 000 à 45 000 tonnes de moins) selon l'année en question.

Ces résultats confirment ce qui se passe aux États-Unis avec les programmes existants de plafonnement et d'échange. Ces programmes atteignent les réductions des émissions requises de manière plus rentable et efficace que des exigences antipollution moins souples. En outre, de nombreux facteurs présents dans un programme de plafonnement et d'échange influenceront les coûts liés à la réduction des émissions, la quantité de ces réductions et l'endroit où ces dernières ont lieu. Il faudrait réaliser des travaux supplémentaires pour analyser plus en profondeur ces questions dans un contexte transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

H.4 RÉSULTATS DES MODÉLISATIONS DE LA QUALITÉ DE L'AIR

Des modélisations de la qualité de l'air ont été effectuées aux États-Unis et au Canada en vue de déterminer les répercussions des plafonds et des échanges transfrontaliers sur la qualité de l'air, l'acidification et la visibilité. En particulier, ces modélisations ont porté sur les concentrations consécutives dans l'air des particules fines ($P_{2,5}$) et d'ozone, ainsi que sur l'acidification (dépôts de soufre et d'azote) et la visibilité (en deciviews).

S'appuyant sur les scénarios établis pour la modélisation mixte de l'IPM, les modélisations de la qualité de l'air commencent par le même scénario de référence dans lequel les États-Unis intègrent le Titre IV du *Clean Air Act* (l'Acid Rain Program), les NO_x SIP, divers règlements de NSR ainsi que plusieurs règles étatiques ayant une incidence sur les émissions de SO_2 et de NO_x. Le scénario de référence n'inclut pas la CAIR — le règlement de l'EPA promulgué en mars 2005 — , et diverses exigences sont en vigueur au Canada, mais aucun plafond n'est imposé pour les émissions de SO_2 et de NO_x dans le secteur de l'énergie électrique (sauf en Ontario et au Québec, où il existe, pour les NO_x, des plafonds annuels à atteindre d'ici 2007). Le scénario de référence ne sert qu'à comparer les politiques environnementales et à en évaluer les incidences, et il n'est pas le reflet d'un scénario d'avenir prévu. Les modélisations de la qualité de l'air comparent ce scénario de référence au scénario d'échange où l'on applique au Canada les niveaux de plafonnement du projet Clear Skies (2003) des États-Unis pour le SO_2 et les NO_x; pour ce faire, on fixe les niveaux de plafonnement imposés au Canada en utilisant des réductions en pourcentage qui reflètent en gros les niveaux que Clear Skies (2003) vise à atteindre aux États-Unis, et l'on permet des échanges transfrontaliers entre les deux pays.

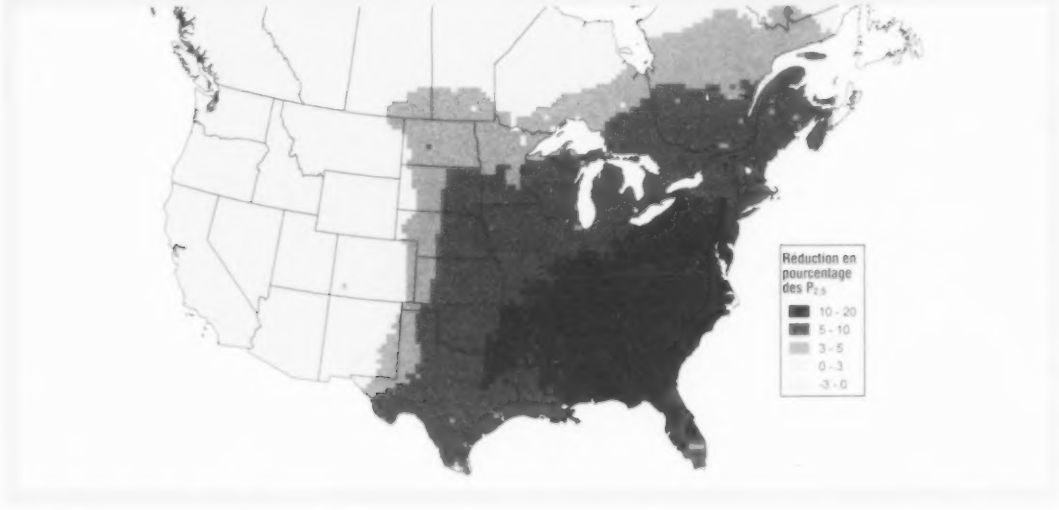
H.4.1 $P_{2,5}$ annuelles

Les figures H-15 et H-16 illustrent le pourcentage de réduction des $P_{2,5}$ annuelles dans l'ensemble du domaine de modélisation en prenant pour base le modèle CMAQ pour les années 2010 et 2020. Les chiffres dénotent d'importantes réductions régionales des $P_{2,5}$ annuelles sur un vaste secteur géographique qui englobe l'est des États-Unis et du Canada. Des réductions d'environ 10 % à 20 % surviennent sur de vastes secteurs de l'est de l'Amérique du Nord en 2010, et elles sont maintenues et s'améliorent jusqu'en 2020, d'après le scénario transfrontalier modélisé de plafonnement et d'échange. L'amélioration la plus marquée survient dans la région du milieu des Appalaches aux États-Unis, mais on constate aussi des améliorations plus restreintes, mais notables sur une bonne partie de l'Ontario, ainsi que sur l'ensemble de la Nouvelle-Angleterre et sur l'est du Canada. Avec les plafonds et les échanges transfrontaliers, ce scénario permet de réaliser d'importantes réductions régionales des concentrations de particules fines sur la vaste région réceptrice transfrontalière qui est située dans l'est de l'Amérique du Nord.

Dans la figure H-17, en tenant compte des plafonds et des échanges transfrontaliers, le modèle projette une amélioration absolue de la

Figure H-15 Variation en pourcentage des particules fines annuelles en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence en 2010 (CMAQ)

Figure H-16 Variation en pourcentage des particules fines annuelles en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence en 2020 (CMAQ)



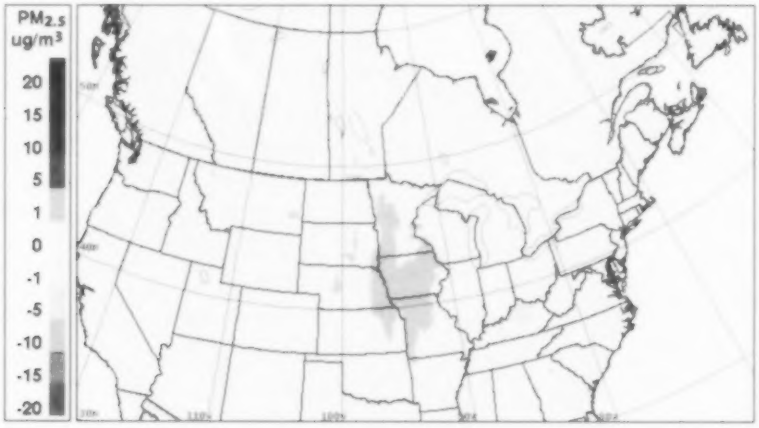
concentration moyenne de $P_{2,5}$, qui passe de 1 à 3 microgrammes par mètre cube ($\mu g/m^3$) sur de vastes secteurs de l'est de l'Amérique du Nord en 2020.

H.4.2 Variation absolue des particules fines en tenant compte des réductions des émissions et des échanges au cours d'un épisode hivernal

L'utilisation de l'AURAMS pour modéliser un épisode hivernal durant lequel, en général, la composition des $P_{2,5}$ subit moins l'influence des réductions des émissions de SO_2, indique que la principale réduction des concentrations de $P_{2,5}$

Figure H-17 Variation absolue des particules fines annuelles (µg/m³) en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence en 2020 (CMAQ)

Figure H-18 Différence absolue de la concentration de $P_{2,5}$, en comparant le scénario d'échange avec le scénario de référence au cours de l'épisode hivernal de 2020 (AURAMS)



survient sur la majeure partie de l'Iowa et des États avoisinants, et l'on observe des diminutions de moindre importance sur certaines parties du Canada (figure H-18). Au même moment, on peut observer au-dessus du Kentucky un secteur restreint où les concentrations de $P_{2,5}$ sont en hausse. Cette légère hausse de la masse des particules est imputable à une modification du ratio entre les sulfates et les nitrates où, dans des conditions hivernales, la formation de nitrates compense les moins fortes concentrations ambiantes de sulfates, en comparaison avec les simulations annuelles. La diminution des concentrations de P est plus limitée dans son étendue spatiale et dans son intensité, ce qui implique que les concentrations de P diminuent de façon plus marquée durant les autres saisons.

H.4.3 Variation absolue des particules fines en tenant compte des réductions des émissions et des échanges au cours d'un épisode estival

Comme on le voit à la figure H-19, la variation de la concentration de particules qui provient du modèle AURAMS au cours d'un épisode

Figure H-19 Différence absolue de la concentration de $P_{2,5}$, en comparant le scénario d'échange avec le scénario de référence au cours de l'épisode estival de 2020 (AURAMS)

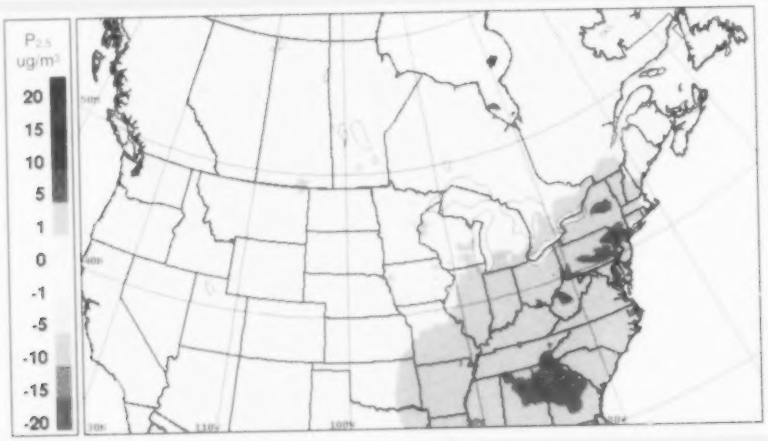
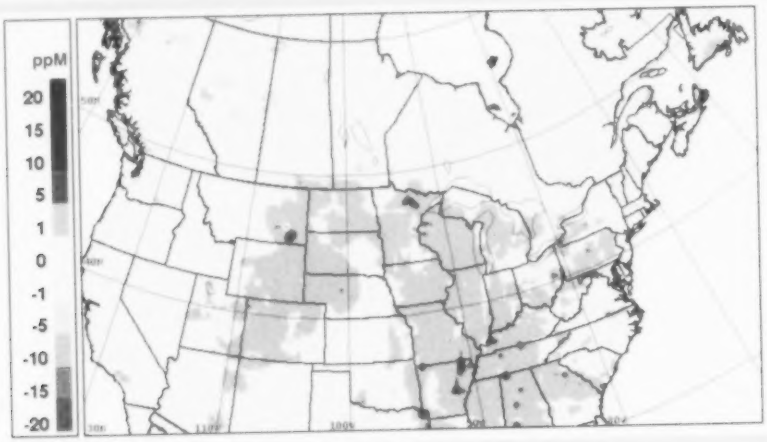


Figure H-20 Différence absolue entre le scénario d'échange et le scénario de référence pour le maximum quotidien d'ozone troposphérique (ppM) au cours de l'épisode estival de 2020 (AURAMS)

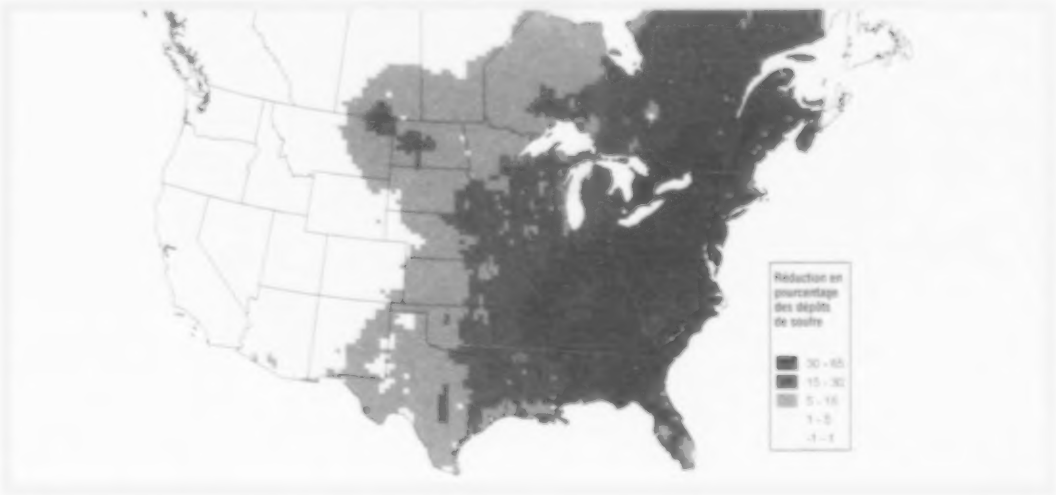


estival de 10 jours fait état de réductions à grande échelle de l'ordre de 1 à 5 µg/m³ sur la majeure partie de l'est du continent, et de vastes secteurs font montre de réductions plus élevées encore, aux États-Unis surtout. Cela représente des réductions de l'ordre de 15 % à 25 % dans certains secteurs. On observe également des diminutions de la concentration de particules dans les provinces de l'est du Canada, particulièrement en Ontario et au Québec, mais aussi dans une moindre mesure dans les Maritimes, en Saskatchewan et en Alberta. Ces constatations qui découlent du modèle AURAMS, relativement à l'emplacement et à l'ampleur des réductions des $P_{2,5}$, sont compatibles avec les constatations du modèle CMAQ sur une base annuelle.

H.4.4 Variation absolue de l'ozone en tenant compte des réductions des émissions et des échanges au cours d'un épisode estival

Les résultats du modèle AURAMS pour l'épisode estival de 10 jours que l'on note à la figure H-20 font état de réductions à grande échelle (zones

Figure H-21 Variation en pourcentage des dépôts de soufre en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence, en 2020 (CMAQ)



bleues) — de l'ordre de 1 à 5 parties par milliard — des concentrations d'ozone sur un vaste secteur géographique, grâce aux plafonds et aux échanges transfrontaliers.

Pour ce qui est du Canada, la figure H-20 illustre une diminution générale des concentrations d'ozone dans les régions frontalières et dans les Maritimes. Dans des secteurs localisés, tels que la vallée du Bas-Fraser dans le sud de la Colombie-Britannique, la qualité de l'air est inférieure à la norme pour ce qui est de l'ozone, mais l'intérêt public est élevé. La modélisation montre qu'un plafonnement assorti d'échanges transfrontaliers permettrait de réduire de près d'un à cinq parties par milliard les concentrations d'ozone dans ces zones peuplées. Dans d'autres régions du Canada et en quelques endroits aux États-Unis, la simulation faite avec AURAMS pour cet épisode estival ponctuel d'ozone de 10 jours indique de légères hausses localisées des concentrations d'ozone dans les secteurs urbains et dans certains emplacements ruraux situés en aval des grandes centrales. Une étude sur les précurseurs d'ozone démontre que ces faibles hausses d'à peine un peu plus d'une partie par milliard sont imputables à une baisse de la quantité de NO_x disponible pour détruire l'ozone, compte tenu des réductions des émissions de NO_x causées par les plafonds imposés dans le scénario d'échanges transfrontaliers (voir Seinfeld et Pandis, 1998).

H.4.5 Acidification : dépôts de soufre

Le modèle CMAQ montre, à la figure H-21, que les dépôts de soufre diminueront sur tout l'est des États-Unis et du Canada dans le cadre d'un scénario de plafonnement et d'échange transfrontalier, comparativement au scénario de référence. Comme dans le cas des concentrations de $P_{2.5}$ dont il a été question plus tôt, les dépôts annuels totaux de soufre sont réduits sur les régions réceptrices sensibles de l'est de l'Amérique du Nord, notamment dans la région réceptrice que représentent la partie supérieure de l'État de New York et l'est du Canada. L'ensemble du domaine de modélisation connaît en 2010 (pas démontré) une réduction qui s'étend et s'approfondit en 2020 (voir la figure H-21). Les réductions les plus marquées, soit de 30 % à 65 %, devraient se produire, dans la simulation relative à l'année 2020, dans les États du Midwest, la région des Appalaches et certaines parties de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis, de même qu'en Ontario, au Québec et dans les provinces maritimes. Le scénario

Figure H-22 Variation en pourcentage des dépôts d'azote en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence, en 2020 (CMAQ)

de plafonnement des émissions et d'échange transfrontalier donne lieu à d'importantes réductions régionales des dépôts de soufre au sein de la région réceptrice transfrontalière située dans l'est de l'Amérique du Nord.

H.4.6 Acidification : dépôts d'azote

La modélisation montre, à la figure H-22, que des réductions des dépôts d'azote surviendront sur la quasi-totalité du territoire des États-Unis et de la région transfrontalière canadienne. Aux États-Unis, dans le Midwest, dans le sud-est et dans certaines parties de l'ouest, on relève des réductions d'au moins 10 %, tandis qu'au Canada, dans le sud de l'Ontario et au Québec, les réductions sont de l'ordre de 10 % à 25 % selon ce scénario. Les réductions les plus marquées, qui peuvent atteindre 50 %, sont éparpillées dans l'ouest des Rocheuses aux États-Unis. Le scénario de plafonnement des émissions et d'échange transfrontalier modélisé ici donne lieu à d'importantes réductions régionales générales des dépôts d'azote sur la région réceptrice transfrontalière dans l'est de l'Amérique du Nord ainsi que dans le chaînon frontal du Colorado. Comme nous l'avons vu plus tôt pour les dépôts de soufre, les réductions de l'indicateur de la qualité de l'air débutent en 2010, s'appliquent à l'ensemble du domaine de modélisation, et s'approfondissent et s'étendent géographiquement dans la simulation relative à 2020 (voir la figure H-22). Les réductions des dépôts de soufre et des dépôts d'azote contribueront à réduire les précipitations acides et à améliorer les écosystèmes sensibles aux acides.

H.4.7 Visibilité

La dégradation de la visibilité est un sujet préoccupant important aux États-Unis, où la Regional Haze Rule (règle pour la brume sèche régionale) guide les réductions des émissions à long terme, de même qu'au Canada où les dispositions des Normes pancanadiennes en matière d'amélioration continue/Préservation des régions non polluées constituent le fondement des mesures de prévention de la détérioration de la qualité de l'air. En 2010 et en 2020, la visibilité modélisée s'améliore considérablement (de l'ordre d'un deciview, qui est une mesure type de la variation de la visibilité qu'un œil moyen peut distinguer), comparativement au scénario de référence, si l'on envisage d'appliquer un scénario de

Figure H-23 Variation absolue de la visibilité (en deciviews) en tenant compte des réductions des émissions prévues dans le scénario d'échange, comparativement au scénario de référence, en 2020 (CMAQ)

plafonnement des émissions et d'échange transfrontalier (figure H-23). La visibilité s'améliore à mesure que diminue la concentration des particules fines en suspension dans l'air. L'amélioration la plus notable est observée dans la région du milieu des Appalaches, aux États-Unis, et l'on constate des améliorations plus restreintes sur une bonne partie de l'Ontario ainsi que sur toute la Nouvelle-Angleterre et l'est du Canada. Le scénario de plafonnement des émissions et d'échange transfrontalier donne lieu à d'importantes améliorations régionales générales de la visibilité sur la région réceptrice transfrontalière dans l'est de l'Amérique du Nord.

H.5 SOMMAIRE DE L'ÉLABORATION D'ANALYSES DE FAISABILITÉ ET D'OUTILS ANALYTIQUES

Les travaux entrepris pour la présente étude de faisabilité représentent un certain nombre de mesures importantes qui favorisent la compréhension des problèmes transfrontaliers liés à la qualité de l'air, ainsi que l'amélioration constante des outils qui faciliteront les discussions et les analyses à venir. Les progrès accomplis sur le plan de la modélisation de la qualité de l'air et du secteur de l'énergie électrique constituent un jalon majeur. Les améliorations apportées au modèle IPM sont importantes pour le Canada et les États-Unis qui, tant séparément que conjointement, sont en quête de façons de réduire les émissions des centrales électriques en vue d'améliorer la qualité de l'air.

Il ressort des résultats de notre analyse préliminaire que les programmes transfrontaliers de plafonnement et d'échange pourraient offrir des possibilités de réduction des émissions qui comportent des avantages sur le plan de la qualité de l'air. Le cadre de plafonnement et d'échange peut également permettre de réaliser des économies en raison de la souplesse qu'il offre aux sources. Les résultats du modèle IPM montrent en général que ces constatations sont vraies, et les modélisations effectuées à l'appui de la présente étude les renforcent. Les premières constatations révèlent que les États-Unis et le Canada peuvent analyser en détail des scénarios de plafonnement et d'échange pour estimer des répercussions d'envergure telles que les coûts additionnels, une combinaison de modes de production, les coûts des allocations et les

déplacements de production d'énergie entre les deux pays.

Les résultats des modélisations de la qualité de l'air semblent raisonnables et compatibles avec les observations faites dans le passé; les modèles ont été appliqués avec succès et ont donné des résultats valables d'un point de vue technique. Il ressort des modélisations de la qualité de l'air que l'obtention de réductions d'émissions générales sur une vaste région géographique dans les deux pays améliorerait la qualité de l'air, y compris pour ce qui est de la visibilité et des dépôts acides, et comporterait aussi des avantages pour la santé. Le présent travail ouvre la voie à d'autres modélisations du réseau nord-américain, en se fondant sur un scénario de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission qui mène à des réductions régionales pour les points d'intérêt liés à la qualité de l'air.

Les États-Unis et le Canada ont des problèmes communs de qualité de l'air régional, et il est primordial de créer, d'améliorer et d'utiliser de manière fructueuse des outils capables d'analyser et de modéliser les aspects clés de différents scénarios d'émissions. En outre, les modélisations de la qualité de l'air montrent qu'il est possible d'améliorer de beaucoup la qualité de l'air et d'obtenir des réductions rentables en appliquant un système de plafonnement et d'échange pour les émissions de SO_2 et de NO_x. Les résultats dont il est question dans la présente étude sont la première étape d'une initiative qui aidera toutes les parties intéressées à mieux saisir les conséquences d'un programme transfrontalier de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission.

H.6 BIBLIOGRAPHIE

Bouchet V.S., M.D. Moran, L.-P. Crevier, A.P. Dastoor, S. Gong, W. Gong, P.A. Makar, S. Menard, B. Pabla, et L. Zhang (2003). Évaluation hivernale et estivale du modèle AURAMS. Dans : *"Proceedings of the 26th NATO/CCMS ITM on Air Pollution Modelling and Its Application, May 26-29, Istanbul, Turkey"* [dans C. Borrego et S. Incecik, éd. (2003). *"Air Pollution Modelling and Its Application XVI."* Kluwer/Plenum Publishers, New York, p. 97-104].

Byun D.W. et J.K.S. Ching, éd. (1999). *"Science Algorithms of EPA Models-3 Community Multiscale Air Quality (CMAQ) Modeling System."* EPA/600/R-99/030, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency.

Byun D.W. et K.L. Schere (2004). Examen des principales équations, des algorithmes computationnels et d'autres composantes du système de modélisation Models-3 Community Multiscale Air Quality (CMAQ). *Applied Mechanics Reviews*, 2005, sous presse.

Dennis R.L., D.W. Byun, J.H. Novak, K.J. Galluppi, C.J. Coats et M.A. Vouk (1996). La prochaine génération de la modélisation intégrée de la qualité de l'air : Models-3 de l'EPA. *Atmospheric Environment*, 30: 1925-1938.

Gong W., A.P. Dastoor, V.S. Bouchet, S. Gong, P.A. Makar, M.D. Moran, B. Pabla, S. Ménard, L.-P. Crevier, S. Cousineau et S. Venkatesh (2005). Traitement des gaz et des aérosols par les nuages dans un modèle (AURAMS) de qualité de l'air régional. *Atmospheric Research* (accepté à des fins de publication).

Makar P.A., V.S. Bouchet, L.-P. Crevier, A.P. Dastoor, S. Gong, W. Gong, S. Ménard, M.D. Moran, B. Pabla, S. Venkatesh et L. Zhang (2003). *AURAMS runs during the Pacific2001 time period—a model/measurement comparison. Dans : Proceedings of the 26th NATO/CCMS ITM on Air Pollution Modelling and Its Application, May 26-29, Istanbul, Turkey* [cité dans C. Borrego et S. Incecik, éd. (2003). *Air Pollution Modelling and Its Application XVI*. Kluwer/Plenum Publishers, New York, p. 97-104].

Makar P.A., V.S. Bouchet, W. Gong, M.D. Moran, S. Gong, A.P. Dastoor, K. Hayden, H. Boudries, J. Brook, K. Strawbridge, K. Anlauf et S.-M. Li (2004). Comparaison intensive de mesure d'AURAMS/Pacific2001. Dans: *Proceedings of the 27th NATO/CCMS ITM on Air Pollution Modelling and Its Application, Banff, Alberta, du 25 au 29 octobre*.

McKeen S., J. Wilczak, G. Grell, I. Djalalova, S. Peckham, E.-Y. Hsie, W. Gong, V. Bouchet, S. Ménard, R. Moffet, J. McHenry, J. McQueen, Y. Tang, G.R. Carmichael, M. Pagowski, A. Chan et T. Dye (2005). Évaluation d'un ensemble de sept prévisions d'ozone en temps réel sur l'est de l'Amérique du Nord à l'été 2004. *Journal of Geophysical Research* (soumis).

Seinfeld J.H. et S.N. Pandis (1998). *Atmospheric Chemistry and Physics*. John Wiley and Sons, Inc., p. 254-264.

NOTES

NOTES

Les procédés d'impression utilisés dans la production du présent document sont conformes à la directive de performance environnementale établie par le gouvernement du Canada dans le document intitulé *La directive nationale concernant les services de lithographie*. Cette directive sert à garantir l'intégrité environnementale des procédés d'impression grâce à la réduction des rejets toxiques dans l'environnement, à la réduction des apports d'eaux usées, à la réduction de la quantité de matières envoyées dans les décharges et à la mise en œuvre de procédures de préservation des ressources.

Le papier utilisé à l'intérieur de ce document est conforme à *La ligne directrice nationale du Canada sur le papier d'impression et le papier à écrire* ou à *La ligne directrice sur le papier d'impression mécanique non couché* (ou aux deux). Ces lignes directrices servent à établir des normes de performance environnementale pour l'efficience dans l'utilisation des fibres, la demande chimique en oxygène, la consommation d'énergie, le potentiel de réchauffement de la planète, le potentiel d'acidification et les déchets solides.

Les procédés d'impression et le papier utilisé à l'intérieur de ce document sont dûment certifiés conformément au seul programme d'éco-étiquetage du Canada — le **programme Choix environnemental**[M] (PCE). Le symbole officiel de certification du programme — l'**Éco-Logo**[M] — évoque trois colombes stylisées entrelacées pour former une feuille d'érable représentant les consommateurs, l'industrie et le gouvernement œuvrant ensemble pour améliorer l'environnement du Canada.

Pour plus d'informations sur le **programme Choix environnemental**[M], veuillez visiter son site Web à l'adresse **www.environmentalchoice.com** ou téléphonez au (613) 247-1900.

Le Bureau de produits et services d'information d'Environnement Canada est fier d'appuyer la directive de performance touchant l'environnement et la qualité et l'emploi de papier certifié dans le cadre du **programme Choix environnemental**[M] et de produits et de procédés respectueux de l'environnement, depuis l'élaboration jusqu'à la distribution de produits d'information. Pour obtenir un exemplaire du catalogue *Environnement Canada : Publications et sites Internet choisis*, veuillez communiquer avec nous, sans frais, en composant le 1 800 734-3232 ou (819) 953-5750; par télécopieur au (819) 994-5629 ou par courriel à l'adresse **epspubs@ec.gc.ca**. Pour plus de renseignements sur Environnement Canada, veuillez visiter le site Web du Ministère à **www.ec.gc.ca**.